

Revista digital Oil & Gas Brasil

Ano 2025 . Edição 68. nº 068

- * **PRIO recebe autorização do IBAMA**
 - * **BW Energy conclui financiamento e arrendamento de FPSO**
 - * **Shell, Galp e Petrobras se unem em bloco de exploração africano**
 - * **Petrobras produz SAF com conteúdo renovável na Revap**
 - * **Tenaris fornecerá tubos e revestimentos para Búzios 11**
-



Gabriel Lenna,
*CEO da Primetals Technologies
Brasil*

**Tecnologia, precisão e
longevidade industrial**



GREEN PIN®
CENTREPIECE OF RIGGING.

**SOME FISH
EVOLVE
MUCH FASTER.**

Visit us at:
- ADIPEC
#11230
- LiftEx #31A
- Offshore Energy
#1602

GREEN PIN® ROV PRO SHANK HOOK

Alguns peixes evoluem muito mais rapidamente. O mesmo acontece com as instalações offshore. Apresentamos o novo Gancho de Haste Green Pin® ROV Pro: uma inovação em elevação submarina. Com a seu berço mais largo, abertura mais ampla e o seu exclusivo fecho 3 em 1 operável por ROV, o gancho proporciona controle e segurança incomparáveis em profundidade. Experimente-o agora em 3D através do código QR.

Encontre nossa linha completa em greenpin.com/rov



Digitalize o código QR
para explorar todos os detalhes do gancho!


VAN BEEST®

Sumário

12 petróleo e gás

25 artigo II

29 perfil empresa

35 matéria de capa

Seções:

03 sumário

04 editorial

05 petróleo e gás

07 petróleo e gás

10 petróleo e gás

11 petróleo e gás

16 petróleo e gás

18 petróleo e gás

20 petróleo e gás

27 petróleo e gás

33 petróleo e gás

44 petróleo e gás

40 artigo II

51 fornecedores

Revista digital Oil & Gas Brasil e Guia Oil & Gas Brasil são publicações exclusivas da MJB Editores Associados.

Diretora: Renata Soares **Reportagem:** Flávia Vaz, Julia Vaz e Fabiano Reis
Editora: Flávia Vaz **Comercial:** Irys Lima / Leandro Jesus
Diagramação: MJB Editores Associados **Fotos:** Banco de imagens da Petrobras, Ag. Petrobras, ANP e Redação. **Circulação:** Mensal envio para + 40 mil e-mails. As matérias jornalísticas e artigos assinados em Revista digital Oil & Gas Brasil somente poderão ser reproduzidos, parcial ou integralmente, mediante autorização da diretoria. Os artigos assinados não refletem necessariamente a opinião da Revista digital Oil & Gas Brasil. A revista é dirigida a empresários, executivos, engenheiros, geólogos, técnicos, pesquisadores, fornecedores, prestadores de serviços e compradores do mercado petrolífero brasileiro.

Editorial

Desafios são oportunidades: dutovias, descomissionamento e inovação

Nesta edição, mergulhamos fundo em um dos pilares menos visíveis — mas absolutamente estratégicos — da logística energética brasileira: o modal dutoviário.

Ele é o protagonista da nossa matéria de capa, que revela como o Brasil pode redesenhar sua malha dutoviária com o Plano Indicativo de Oleodutos (PIO 2025), da EPE.

Com previsão de mais de R\$ 32 bilhões em investimentos e 4.500 km de novos traçados, o plano sinaliza uma virada na forma como o país transporta combustíveis, buscando mais eficiência, segurança e sustentabilidade.

A cobertura da Rio Pipeline 2025 enriquece essa discussão, trazendo os principais debates sobre infraestrutura, inovação e transição energética. O evento reforça o papel do modal dutoviário como vetor de transformação logística e ambiental no setor de óleo e gás.

Outro tema essencial abordado nesta edição é o descomissionamento offshore, em um artigo que apresenta os 5Ds do descomissionamento — Desativar, Descomissionar, Desmantelar, Disposição e Descarte — e mostra como essa metodologia conecta segurança operacional, economia circular e sustentabilidade. Mais do que uma obrigação regulatória, o descomissionamento é tratado como uma oportunidade de gerar valor, fomentar inovação e transformar passivos em ativos produtivos.

Em nossa entrevista exclusiva, um representante da cadeia de fornecedores da indústria de óleo e gás, a Primetals Technologies, destaca as soluções que estão desenvolvendo para prolongar a vida útil dos ativos offshore, com tecnologias de inspeção avançada,

manutenção preditiva e reengenharia de componentes críticos. A indústria mostra que é possível ir além da obsolescência, oferecendo alternativas que reduzem custos e aumentam a confiabilidade operacional. E para os que atuam diretamente com contratações públicas, destacamos o artigo jurídico sobre o

Conceito de Desempenho do Fornecedor nas licitações da Petrobras, que explica como o histórico de atuação passou a influenciar diretamente a habilitação técnica dos licitantes, com base na Nova Lei de Licitações e na Lei das Estatais.

A editora boa leitura!



Camorim vai usar energia de portos do estado do Rio de Janeiro para abastecer seus rebocadores

Projeto Luz-Terra já acontece no Porto do Rio e será adotado em Itaguaí, em outubro.



Foto: Divulgação

A partir desse mês, os rebocadores da maior empresa de transporte marítimo do país que operam em Itaguaí vão receber energia de uma fonte fixa em terra durante o tempo em que permanecerem no Porto.

Com a nova forma de abastecimento, já utilizada no Porto do Rio desde abril, a Camorim Serviços Marítimos estima chegar a uma redução anual de cerca de 1.330 toneladas de CO2.

Para sequestrar todo o carbono que deixará de ser emitido, seriam necessárias 75.500 árvores, o equivalente a mais de 40 mil metros quadrados de floresta.

“Trabalhamos para cada vez mais ampliarmos os benefícios ao meio ambiente em nossas operações para além da eficiência energética da frota, abrangendo uma visão mais ampla de responsabilidade socioambiental”, ressalta Eduardo Adami, vice-presidente da Camorim Serviços Marítimos.

Reconhecida por importantes certificações ambientais, a Camorim promove ações práticas que abrangem diferentes áreas de suas operações.

No estaleiro, são adotadas práticas sustentáveis como o uso de tanque de captação e reaproveitamento de água da chuva, painéis

solares e coleta seletiva de resíduos. Outra iniciativa nesse sentido é o desenvolvimento de um projeto recente de reutilização de uniformes, EPIs e outros materiais de descarte transformando-os em novos produtos e prolongando seu ciclo de vida útil.

Sobre a Camorim – A Camorim Serviços Marítimos é uma empresa 100% brasileira com 30 anos de atuação no setor marítimo nacional. Considerada um hub 360° na oferta de soluções completas em logística e navegação, a corporação emprega mais de 1.300 colaboradores, gerando oportunidades ao longo de toda a costa brasileira. Dentre os serviços oferecidos pela corporação, destacam-se: reboque portuário, logística portuária e apoio offshore.

Com mais de 150 embarcações, a Camorim oferece a frota mais diversificada do Brasil, composta por rebocadores (azimutais, TKM e convencionais); embarcações do tipo LH (Line Handler), PSV (Platform Supply Vessel), AHTS (Anchor Handling Tug Supply) e OSRV (Oil Spill Response Vessel); balsas de carga, balsas de água, cábreas (balsas-guindaste) e lanchas (de carga e de passageiros).

A Camorim possui um moderno estaleiro localizado na Ilha da Conceição, em Niterói, onde opera um Terminal de Uso Privado (TUP). Além disso, a empresa conta com três bases operacionais estrategicamente localizadas (duas em Niterói e uma em Vitória, no Espírito Santo), que ampliam o suporte a operações marítimas. A empresa atua, ainda, em portos estratégicos do litoral brasileiro: Rio de Janeiro, São Paulo, Espírito Santo, Paraná, Rio Grande do Sul, Pará e Maranhão.

DOF encomenda ROV de classe trabalhadora para suas operações no Brasil

O DOF Group fez um pedido à Forum Energy Technologies (FET) para um veículo operado remotamente (ROV) de classe de trabalho com um sistema de gerenciamento de amarração de suporte.

O equipamento, cuja entrega está prevista para o final deste ano, dará suporte às operações submarinas da DOF no Brasil.

De acordo com a FET, este sistema ROV XLX-C24 de última geração conta com o avançado sistema ICE Unity Control e será entregue com capacidade total de operações remotas.

“Este contrato reflete a confiança contínua que a DOF deposita em nossas tecnologias e serviços submarinos.

O XLX-C24 representa o que há de mais moderno em desempenho de ROV, e temos orgulho de apoiar a DOF em suas operações contínuas no Brasil”, disse Kevin Taylor, vice-presidente da FET Subsea.

A FET continua a apresentar um crescimento significativo em robótica submarina, impulsionada pelo aumento da demanda no setor de energia.

Este acordo destaca o foco estratégico da empresa em fornecer sistemas confiáveis e de última geração que permitam operações offshore seguras e eficientes.

Há alguns meses, a FET garantiu um pedido da CCC (Underwater Engineering), sediada nos Emirados Árabes Unidos, para a entrega de dois ROVs de classe de trabalho.

O primeiro será entregue em novembro, com o segundo previsto para junho de 2026.

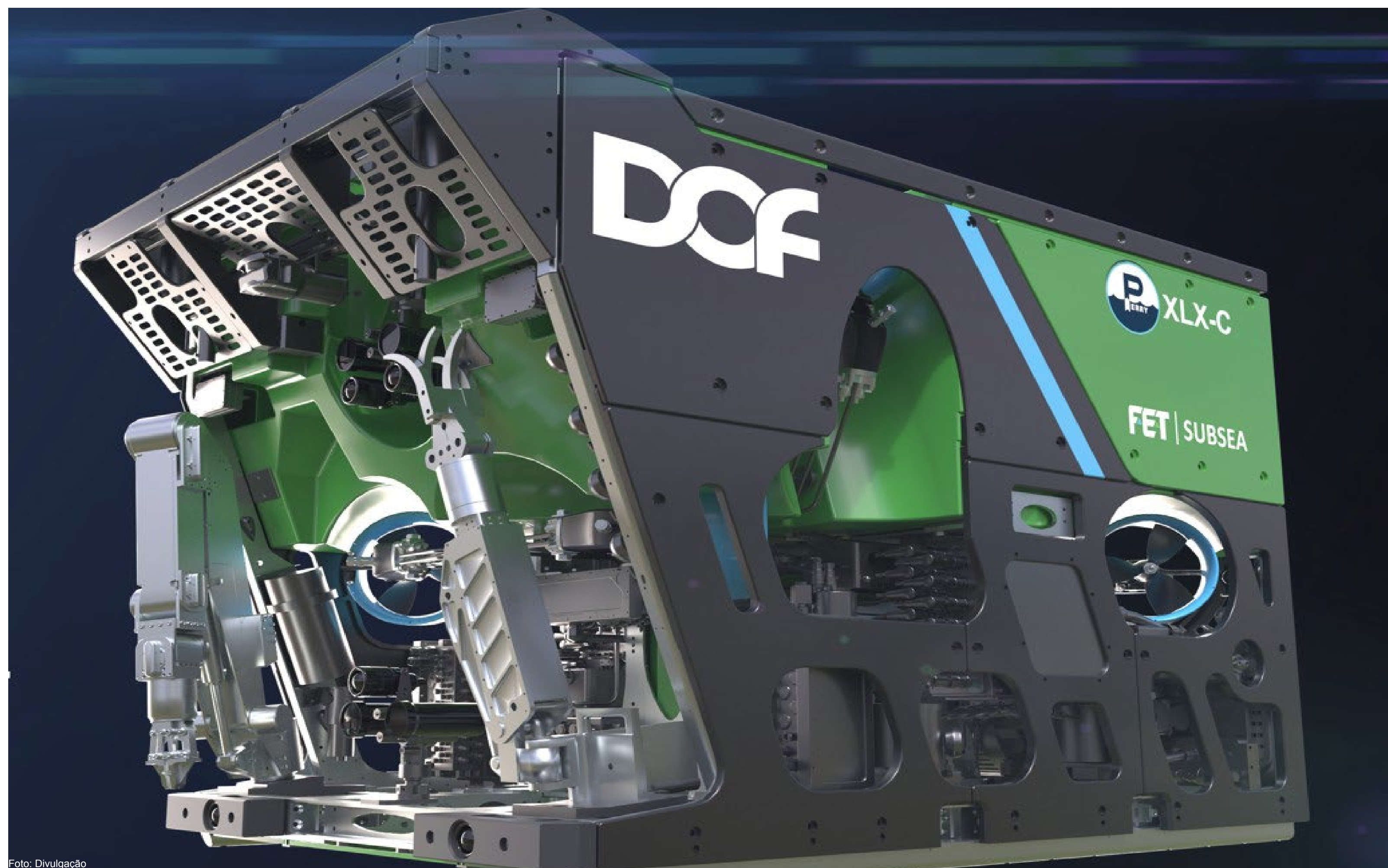


Foto: Divulgação

MODEC avança na construção do FPSO Gato do Mato que será operado pela Shell

A MODEC está avançando na construção de uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência (FPSO) destinada ao Brasil, operada pela Shell.



Foto: Divulgação

Após uma cerimônia de corte de aço em junho de 2025 no estaleiro Yokosuka da Sumitomo Heavy Industries, no Japão, a MODEC confirmou uma cerimônia de corte de aço para o bloco do casco traseiro do FPSO Gato do Mato (GdM), que foi realizada no Estaleiro COSCO Qidong.

A gigante japonesa, que ganhou um contrato de engenharia e design de front-end (FEED) para o projeto no ano passado e um contrato de operações e manutenção de vários anos este ano, destacou: “Estamos entusiasmados em anunciar a bem-sucedida cerimônia de retirada de aço do bloco de casco traseiro do FPSO Gato do Mato (GdM) no Estaleiro COSCO Qidong.

Este marco marca um progresso significativo no projeto GdM, com a construção do bloco de proa em andamento na SHI, no Japão.

Nossas parcerias com a COSCO SHIPPING e a SHI exemplificam a dedicação da MODEC em colaborar com parceiros de confiança para fornecer soluções de alta qualidade para nossos clientes. O projeto, situado na Bacia de Santos, é uma descoberta de gás condensado do pré-sal que abrange dois blocos contíguos:

BM-S-54, um contrato de concessão firmado pela Shell em 2005, e Sul de Gato do Mato, um acordo de partilha de produção obtido em 2017. Após a decisão final de investimento para o projeto, tomada em março, a MODEC contratou a Sumitomo para trabalhar no casco da unidade FPSO em abril. Esta FPSO ficará ancorada em lâmina d'água de aproximadamente 2.000 metros, cerca de 200 quilômetros ao sul do Rio de Janeiro.

Projetado para produzir até 120.000 barris de petróleo por dia (boepd), Gato do Mato deve iniciar a produção em 2029.

A participação da Shell no projeto deve atingir 70% após a conclusão do acordo de troca com a TotalEnergies para os campos de Gato do Mato e Lapa.

Na época em que os acordos foram feitos, o Consórcio Gato do Mato incluía a Shell como operadora e acionista de 50%, a Ecopetrol (30%), a TotalEnergies (20%) e a Pré-Sal Petróleo S/A (PPSA), atuando como representante do Governo Brasileiro no contrato de partilha de produção (PSC).



Brava Energia vai interromper produção em campo de Papa-Terra para manutenção programada

O modo de produção sendo desativado, permiti que a operadora realize atividade de manutenção planejada...

A Brava Energia, revelou que a produção do seu campo de Papa-Terra, na Bacia de Campos, será interrompida por até 12 dias para a realização de manutenção programada durante novembro de 2025. A produção de petróleo do campo é feita por meio de duas unidades: a P-61, do tipo plataforma de cabeça de poço com perna tensionada (TLWP), e a P-63, do tipo FPSO, onde toda a produção é processada.

O anúncio foi feito após a empresa contratar a McDermott, para realizar o transporte e a instalação de dutos flexíveis, umbilicais e equipamentos submarinos associados para dois poços no campo e mais dois para o desenvolvimento da Fase 2 de Atlanta no Bloco BS-4, na Bacia de Santos.

A empresa entregou anteriormente a plataforma de poço de perna tensionada Papa-Terra, descrita como o primeiro sistema flutuante de produção de madeira seca na costa do país e a primeira plataforma de perna tensionada instalada na América do Sul.

A Brava opera os clusters Potiguar, Recôncavo, Papa-Terra, Atlanta e Peroá e detém participações não operadas nos campos de Pescada e Manati da Petrobras, além de sua participação no Parque das Conchas da Shell.

A Brava também divulgou que a produção nos campos de Parque das Conchas, operados pela Shell, no bloco de águas profundas BC-10, na Bacia de Campos, será interrompida por até 21 dias para realização de manutenção programada no próximo mês.

A aquisição de participação da Brava no campo foi viabilizada por um acordo para obter uma participação de 23% no ativo detida pela QatarEnergy, permitindo-lhe expandir seu portfólio com os campos de petróleo de Abalone, Ostra e Argonauta, que formam o

ativo Parque das Conchas. Enquanto a Shell detém 50% de participação no ativo e a Brava Energia 23%, a ONGC, como parceira, detém os 27% restantes.



Foto: Divulgação

SLB assume contrato com a Petrobras para até 35 poços em águas brasileiras

A SLB, garantiu uma cessão de múltiplos poços em águas ultraprofundas na costa do Brasil, o que permitirá que a Petrobras, aumente sua produção de petróleo e gás e seu desempenho geral.



Ao divulgar seu novo acordo, o SLB o descreveu como “um grande contrato” garantido após uma licitação competitiva para fornecer serviços e tecnologia para até 35 poços em águas ultraprofundas, que fazem parte do segundo desenvolvimento da Petrobras nos campos de Atapu e Sépia na Bacia de Santos, visando grandes bolsões de petróleo e gás abaixo de espessas camadas de sal até 2.000 metros abaixo da superfície do oceano.

Essa atribuição permite que a empresa norte-americana implante tecnologias avançadas de completação elétrica e soluções digitais, que supostamente fornecem inteligência de produção precisa e em tempo real, além de melhor gerenciamento de reservatórios, o que permitirá à operadora

brasileira produzir de forma otimizada recursos de hidrocarbonetos valiosos e de difícil acesso.

Com início previsto para meados de 2026, o trabalho de conclusão contará com serviços e tecnologia avançados do portfólio de conclusão da SLB, como suas válvulas de controle de intervalo de alta vazão Electris, projetadas para aumentar o controle da produção e a recuperação de poços geologicamente complexos e de alta vazão.

Paul Sims, presidente de sistemas de produção da SLB, comentou: “Isso ajudará a Petrobras a gerar maior confiabilidade, tempo de atividade do sistema e desempenho de produção nesses campos — apoiando as ambições de segurança energética e crescimento econômico do Brasil”.

A atribuição de múltiplos poços segue outro grande contrato concedido à joint venture SLB OneSubsea pela Petrobras para os campos de Atapu e Sépia em 2024, que inclui sistemas de produção submarinos padronizados no pré-sal e serviços relacionados.

A Petrobras tomou a decisão final de investimento (FID) para a segunda fase de desenvolvimento desses campos no final de maio de 2024. O campo de Atapu produz desde 2020 por meio do FPSO P-70 , com capacidade de produção de 150 mil barris de óleo por dia (bopd).

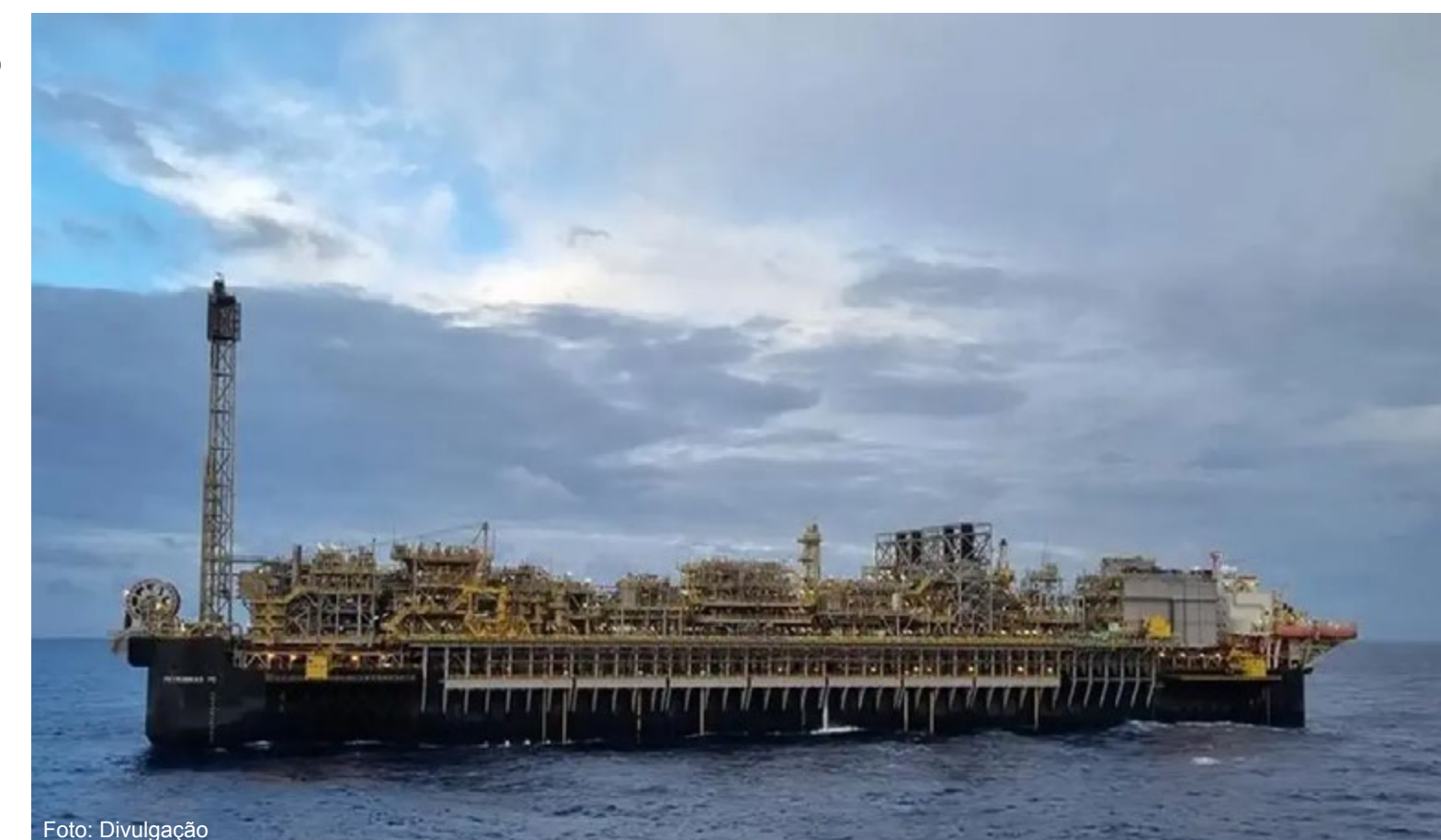
A segunda fase de desenvolvimento, Atapu-2, envolverá a construção de um FPSO com capacidade para 225.000 bopd. A Petrobras detém 65,7% de participação no campo de Atapu, em parceria com a TotalEnergies (15%), Shell (16,7%), Petrogal (1,7%) e PPSA (0,9%).

O campo de Sépia produz desde 2021 por meio do FPSO Carioca , com capacidade de produção de 180.000 bopd.

A segunda fase de desenvolvimento, Sépia-2, também contará com um FPSO recém-construído com capacidade de 225.000 bopd.

A Petrobras detém 55,3% de participação no campo de Sépia, em parceria com a TotalEnergies (16,9%), Petronas (12,7%), QatarEnergy (12,7%) e Petrogal (2,4%). Esses projetos de campos petrolíferos permitem a adição de dois novos navios FPSO: P-84 (Atapu) e P-85 (Sépia), com início de produção previsto para 2029.

A Petrobras está determinada a continuar sua história de crescimento em hidrocarbonetos no Brasil e em outros lugares, conforme enfatizado em seu plano estratégico para 2024-28.



PetroReconcavo fecha acordo de midstream com uma subsidiária da Brava Energia

A PetroReconcavo concluiu a compra de uma participação em ativos de gás natural localizados no estado do Rio Grande do Norte da 3R Potiguar, uma subsidiária da Brava Energia.



Foto: Divulgação

Agora que o acordo foi finalizado, a PetroReconcavo detém 50% da infraestrutura, que inclui duas unidades de processamento de gás natural, cada uma com capacidade de processamento de 1,5 milhão de metros cúbicos (m³) por dia. Conforme relatado anteriormente, uma está em operação (UPGN III) e a outra hibernada (UPGN II).

A Petroreconcavo pagou R\$ 168,8 milhões, ou cerca de US\$ 31,7 milhões, à Brava, o que corresponde a 50% do valor total da transação. Esse valor se soma aos R\$ 127,9 milhões, ou aproximadamente US\$ 24 milhões, que representam 35% do valor total da transação, já pagos em duas parcelas.

A primeira parcela foi paga quando o acordo inicial foi assinado em 5 de junho de 2025, e a segunda quando o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) aprovou a transação em 25 de julho de 2025. Os 15% restantes serão liquidados em parcelas.

Conforme divulgado anteriormente, a operação desses ativos midstream será regulamentada por um acordo operacional conjunto (JOA), e a Brava continuará atuando como operadora dos ativos como parte de um comitê de operações.

Este órgão, composto por representantes de ambas as empresas, será responsável por estabelecer princípios orçamentários, de custos e de eficiência para a operação dos ativos.



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

Além de fechar este acordo, a Brava Energia concedeu recentemente à Solstad Offshore uma extensão de três anos para o AHTS Normand Turmalina, construído em 2006. Graças a isso, a embarcação deverá continuar operando com a Brava até o início de 2029.

Petrobras contrata árvores submarinas da Baker Hughes para impulsionar o futuro do petróleo e gás no Brasil

A Baker Hughes destaca que isso permitirá que ela forneça à Petrobras até 50 sistemas de árvores submarinas e serviços associados, dando suporte à produção offshore de petróleo e gás em vários campos no país.

Amerino Gatti, vice-presidente executivo de serviços e equipamentos para campos petrolíferos da Baker Hughes, destacou: “A Baker Hughes tem um histórico de inovação e excelência operacional ao longo de nossas décadas de colaboração com a Petrobras.

“Este acordo abre novas oportunidades para acelerar o crescimento do setor de energia offshore do Brasil, e estamos

ansiosos para ajudar a Petrobras a desenvolver de forma eficiente e responsável os recursos de hidrocarbonetos que abastecem a América Latina.” Graças a esse acordo, a empresa detalha que fabricará as árvores submarinas bem como unidades de distribuição submarinas, tês em linha e sistemas de conexão vertical, para “produção segura, confiável e eficiente no fundo do mar”.

De acordo com a Baker Hughes, os gabinetes de controle de superfície fornecerão monitoramento e controle de equipamentos submarinos de embarcações flutuantes de produção, armazenamento e descarga (FPSO). Espera-se que os sistemas submarinos da empresa aprimorem a recuperação em campos estabelecidos, abrangendo Albacora, Jubarte e

Barracuda-Caratinga. Esses sistemas também serão implantados em desenvolvimentos mais recentes do pré-sal, como os campos de Mero e Búzios, para otimizar a produção em novos poços.

A Baker Hughes afirma que o projeto iniciará a aquisição e a fabricação no terceiro trimestre de 2025.

O mais recente acordo da empresa norte-americana se baseia em contratos anteriores relacionados ao desenvolvimento da indústria offshore de petróleo e gás no país, incluindo uma extensão de contrato de longo prazo para dois navios de estimulação, que continuarão a trabalhar nos campos de pós e pré-sal.

**Componentes premium de elevação,
guindaste e Componentes de amarração.**

HEAVY DUTY CHALLENGES. FORGED SOLUTIONS.

MAIS INFORMAÇÕES



irizarforge.com

irizar@irizarforge.com
+34 943 88 09 36

Movimento Petrobras pelo Rio Grande investe mais de R\$ 100 milhões em ações estruturantes para o estado

Evento no Clube dos Empregados da Petrobras, em Canoas, marcou assinatura simbólica de projetos socioambientais, apresentou ações em cultura, pesquisa e desenvolvimento e também homenageou os profissionais que atuaram no socorro às vítimas das enchentes de maio de 2024.



Foto: Divulgação

A Petrobras reforça seu compromisso com o desenvolvimento sustentável e o apoio à população do Rio Grande do Sul ao anunciar, no último dia (30/09), em evento no Clube dos Empregados da companhia, em Canoas, as ações em andamento e os projetos já aprovados no Programa Movimento Petrobras pelo Rio Grande.

A iniciativa em apoio ao estado após as enchentes de maio de 2024 foi anunciada pela Petrobras em dezembro e está atuando em quatro eixos direcionados à sociedade, meio ambiente, ativos da empresa e relações institucionais. Juntas, essas ações ultrapassam a marca de R\$ 100 milhões em investimentos no estado.

Foram formalizadas as parcerias com oito projetos selecionados pelo Programa Petrobras Socioambiental ou apoiados por meio do Programa Petrobras pelo Rio Grande, que somam mais de R\$ 67 milhões e beneficiam mais de 12 mil pessoas diretamente.

Além dos projetos socioambientais, a Petrobras realizou a doação de 379 notebooks para oito instituições do terceiro setor participantes do Comitê Comunitário da Refap e 20 escolas municipais de Canoas e Esteio, com o objetivo de fomentar a inclusão digital nas comunidades da área de abrangência de suas operações.

Essa ação, que já beneficiou mais de 18 mil pessoas desde 2021, prevê a doação de cerca de 5 mil equipamentos no ciclo 2024/2025 e inclui, ainda, o atendimento a escolas públicas municipais e instituições em outros sete estados.

A cerimônia também homenageou os profissionais que atuaram no socorro às vítimas. Ainda na esfera social, a Petrobras patrocina o Criança Cidadã, projeto realizado pelo Centro de Formação Teresa Verzeri (CFTV), de Esteio, que busca proteger e garantir os direitos de 240 crianças e adolescentes de 6 a 15 anos em situação de vulnerabilidade social nos municípios de Esteio e Canoas.

Com um investimento de R\$ 2,4 milhões, promove oficinas socioeducativas, atividades esportivas, eventos coletivos e ações voltadas ao desenvolvimento socioemocional, fortalecendo vínculos familiares e comunitários e formando cidadãos protagonistas e conscientes.

As famílias dos educandos também são acompanhadas por uma equipe técnica multidisciplinar (pedagogia, psicologia, serviço social e nutrição), garantindo suporte integral.

Além disso, o projeto inclui a reforma estrutural do pátio do CFTV-Esteio, com a instalação de uma pista de skate e espaços para recreação e lazer, ampliando oportunidades de práticas esportivas e de convivência saudável.

O Rio Grande do Sul também é um dos estados em que está sendo realizado o projeto de capacitação Autonomia e Renda, iniciativa da Petrobras, em parceria com os Institutos Federais de Educação, Ciência e Tecnologia (IFs), a Fundação de Apoio ao IFSul (FAIFSul) e o Sesi-SENAI, cujo objetivo é ampliar oportunidades de trabalho a pessoas residentes nas áreas de abrangência das operações da Petrobras, por meio da oferta de cursos gratuitos e bolsas para capacitação em nível técnico e qualificação profissional.

Com investimento total de quase R\$ 335 milhões e vagas em sete estados brasileiros (Minas Gerais, Espírito Santo, Rio Grande do Sul, Paraná, Rio de Janeiro, São Paulo e Pernambuco), o programa está ofertando 1.610 vagas no Rio Grande do Sul.

petróleo e gás continuação

O estado também é um dos beneficiados por três projetos ambientais patrocinados pela Petrobras: Albatroz; Ar, Água e Terra; e Franca Austral. O projeto Albatroz tem como área de abrangência os estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Rio Grande do Sul e Santa Catarina e atua junto a mulheres e comunidades tradicionais.

Executado pelo Instituto Albatroz e tendo investimento total de R\$ 19 milhões, atua na conservação de albatrozes e petréis, aves que estão entre as mais ameaçadas do planeta, desenvolvendo medidas mitigadoras de captura não intencional em pescarias e colaborando para a elaboração de leis e políticas públicas de conservação de aves marinhas.

Também promove ações de educação e sensibilização, atividades de formação e desenvolvimento continuadas e produz publicações técnico-científicas relacionadas aos animais em questão.

O projeto Ar, Água e Terra é executado pelo Instituto de Estudos Culturais e Ambientais e promove a gestão sustentável de territórios indígenas Guarani no Rio Grande do Sul. Abrange ações de reconversão produtiva de áreas, recuperação e conservação da biodiversidade, além de educação ambiental. Por meio da implantação de roçados tradicionais para uso alimentar e de sistemas agroflorestais, contribui para a segurança alimentar, aliada à manutenção e à ampliação da cobertura vegetal.

Nas ações de educação ambiental, aborda temas como coleta, reciclagem e compostagem de resíduos; gestão sustentável do território; medidas ecoeficientes e geração de renda, aproveitando para falar de direitos humanos e equidade de gênero. Com investimento de R\$ 4,9 milhões, impacta cerca de 300 pessoas.

Já o Projeto Franca Austral atua na conservação da baleia-franca, desenvolvendo três eixos de atuação: pesquisa científica, educação ambiental, políticas públicas e

responsabilidade social. O projeto conta com o Centro Nacional de Conservação da Baleia-Franca como um importante espaço educador no qual são abordadas as temáticas relacionadas a conservação da baleia-franca e durante o verão é realizado o Programa de Férias com as Baleias.

Atua também junto a órgãos ambientais para formulação de políticas públicas, sendo um dos principais fornecedores de informações científicas para a tomada de decisão sobre ações e estratégias de gestão do território visando a conservação da espécie no Brasil. Conduzido pelo Instituto Australis de Pesquisa e Monitoramento Ambiental, abrange os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul, envolvendo, diretamente, cerca de 770 pessoas, com um investimento de R\$ 5,6 milhões.

Na área cultural, a Petrobras tem, atualmente, um investimento de cerca de R\$ 40 milhões em patrocínios no estado e está avançando na contratação de projetos inscritos no Programa Emergencial Rouanet Rio Grande do Sul. Entre esses projetos, estão: Casa de Cultura Mário Quintana, Museu da Cultura Hip Hop, Feira do Livro de Porto Alegre, Rap In Cena, Festival de Cinema de Gramado, Porto Alegre em Cena e Quilombo do Sopapo.

No eixo Meio Ambiente, o Movimento Petrobras pelo Rio Grande implementou uma rede de pesquisas abrangendo três temas de estudo: prevenção e mitigação de eventos climáticos; tecnologias de monitoramento e alarmes para casos de emergência; e cidades inteligentes.

Já foram firmados termos de cooperação com institutos de ciência e tecnologia, com mais de R\$ 37 milhões de investimento, dentre os quais podem ser destacados: projetos de pesquisa e interação voltados à diversificação da matriz energética e minimização dos gases de efeito estufa; drone autônomo de alta capacidade para resposta a emergências; estudo dos efeitos das cheias sobre o assoreamento do Lago Guaíba, sobre o delta do Jacuí e a Lagoa dos Patos; sistema de Suporte à Decisão tanto para cenários de escassez hídrica quanto para ameaças de inundação.

Enfrentamento da crise climática

Além dos projetos já contratados, a Petrobras lançou, no início deste mês, a seleção pública “Soluções Baseadas na Natureza para Adaptação e Resiliência Climática nas Cidades”, uma iniciativa inédita da companhia voltada ao enfrentamento da crise climática em áreas urbanas. O edital prevê um investimento de R\$ 21 milhões em projetos socioambientais nos estados de São Paulo (R\$ 9 milhões) e Rio Grande do Sul (R\$ 12 milhões), com foco em ações de mitigação, adaptação ambiental e aumento da resiliência das cidades e comunidades vulneráveis. Os projetos deverão contemplar implementação de tecnologias comunitárias ou infraestruturas verdes e azuis, especialmente em áreas urbanas.



Conexões Sustentáveis atua junto a catadores e catadoras de materiais recicláveis de Canoas e Esteio (Por: Marcelo Baso / Divulgação / Projeto Conexões Sustentáveis)

O objetivo da Petrobras é ampliar o alcance de projetos socioambientais com impacto territorial, por meio de ações voltadas à conservação da biodiversidade, restauração ecológica, bioeconomia e infraestrutura verde gerando impactos sociais positivos. As inscrições vão até 27/10 e o resultado da seleção será divulgado em dezembro, com início dos projetos previsto para 2026.

Saiba mais sobre os projetos socioambientais que serão assinados:

Conexões Sustentáveis

Tem como objetivo promover a reestruturação de organizações de catadores e catadoras de materiais recicláveis e apoio à organização e à inclusão de catadores e catadoras que atuam de forma individual nos municípios de Canoas e Esteio por meio de ações técnicas, de qualificação, mobilização social e fomento ao empreendedorismo, com vistas a mitigar os impactos da catástrofe climática que acometeu os municípios e fortalecer pontos estratégicos que permitam ampliar e escalar a atuação das organizações de catadores nos referidos territórios. Conduzido pelo Instituto Pragma, o projeto tem um investimento total de R\$ 17,2 milhões e beneficia diretamente 360 catadores e catadoras.

Residência Full Stack

O objetivo do projeto é desenvolver competências técnicas e emocionais em adolescentes maiores de 16 anos, jovens e adultos, concluintes ou que possuam o ensino médio completo, dos municípios de Esteio e Canoas na área de tecnologia da informação. É voltado para pessoas de baixa renda e grupos minorizados, contribuindo para a inserção profissional e geração de renda no mercado de trabalho local e regional carente de profissionais qualificados para a

transformação digital. Realizado pelo Instituto de Pesquisas Eldorado, o projeto tem um investimento de mais de R\$ 8,4 milhões e beneficia 720 participantes diretos.

Educar para crescer

O projeto busca promover a formação cidadã de diversos grupos, como crianças, adolescentes, mulheres, migrantes, professores e gestores públicos, com foco em direitos humanos e justiça socioambiental. Por meio de formações multitemáticas e oficinas educativas, abordar temas essenciais, como relações étnico-raciais, gênero, meio ambiente, inovação e inclusão produtiva, buscando fortalecer a cidadania e a sustentabilidade nas comunidades de Esteio e Canoas.

Além disso, desenvolver iniciativas concretas, como a criação de um Parque Naturalizado em Canoas e a implantação de dois Sistemas Agroflorestais nas comunidades dos dois municípios, contribuindo diretamente para a preservação ambiental e o bem-estar social. Com investimento de mais de R\$ 8,4 milhões, o projeto beneficia mais de 3 mil pessoas diretamente e é conduzido pela Universidade do Vale do Rio dos Sinos – UNISINOS.

Protagonizar para transformar

Oferecer formação profissional e desenvolvimento de competências para empregabilidade e empreendedorismo em Canoas, Esteio e Novo Hamburgo, beneficiando adolescentes a partir de 16 anos e adultos em situação de vulnerabilidade.

Esse é o objetivo do projeto, que oferece os cursos de Empregabilidade, Elaboração de currículo, Educadores Sociais, Auxiliar Administrativo, Gastronomia, Estética e Língua Portuguesa para imigrantes. Também oferece empreendedorismo em três módulos: Empreendedorismo em Pauta, Digital e Prática.

Além disso, promove direitos humanos com encontros quinzenais.

Com previsão de cerca de 4 mil participantes, o projeto visa gerar renda e combater desigualdades sociais e é conduzido pela ABEFI – Associação Beneficente Evangélica da Floresta Imperial, com investimento de R\$ 8,4 milhões.

Primeiro Saque

Conduzido pela Atteca – Associação dos Amigos do Tênis, Assistência Social, Educação e Cultura pra Crianças e Adolescentes, o projeto busca promover o desenvolvimento do esporte e da atividade física com foco educacional para crianças e adolescentes, estimulando a colaboração e o sentimento de pertencimento. A iniciativa, que tem um investimento de R\$ 7,4 milhões, atende 240 crianças e adolescentes em Canoas e Esteio, oferecendo aulas de tênis, futebol e capoeira, oficinas culturais e de psicologia, reforço escolar e atividades voltadas à sustentabilidade.



Projeto Primeiro Saque atende 240 crianças e adolescentes em Canoas e Esteio, oferecendo atividades esportivas, culturais e de sustentabilidade (Por: Divulgação / Projeto Primeiro Saque)

Frutos da Terra

O objetivo do projeto é implementar um programa de educação e formação para criação e organização de 20 hortas comunitárias e duas hortas-escola, buscando contribuir para a efetivação do direito à segurança alimentar e à geração de renda, beneficiando pessoas e famílias em situação de vulnerabilidade.

Também busca promover autonomia e inclusão socioeconômica nas comunidades de Esteio e Canoas por meio do fortalecimento de práticas sustentáveis e da produção de alimentos saudáveis.

Com investimento de R\$ 6,8 milhões, o projeto, conduzido pelo Instituto de Formação e Pesquisa Integrar, beneficia mais de 2 mil participantes diretos.

Verdesinos Cidades Esponjas

A partir da ideia principal das cidades-esponja, são planejadas ações que visam o manejo das águas das precipitações nos municípios de Canoas e Esteio, ambos com histórico extenso de alagamentos e inundações. Haverá atuação também nos municípios de Campo Bom, Estância Velha, Igrejinha, Santo Antônio da Patrulha, São Leopoldo, Sapiranga, Sapucaia do Sul, Taquara, Três Coroas, Novo Hamburgo e Riozinho.

O conceito de cidades-esponja tem se tornado cada vez mais popular no mundo da gestão das águas e da sustentabilidade urbana. Essa abordagem busca criar cidades mais resilientes e adaptáveis às mudanças climáticas, especialmente no que diz respeito aos alagamentos e à escassez de água.

Com investimento de quase R\$ 5 milhões e conduzido pelo Movimento Roessler de Defesa Ambiental, o projeto deve beneficiar cerca de R\$ 1,8 mil pessoas.

Corredores Bioclimáticos / Inteligência Ecológica para Conservação e Recuperação

O projeto busca fortalecer a conservação das áreas úmidas naturais na foz da Bacia Hidrográfica do Guaíba, especialmente no Delta do Jacuí, e nas sub-bacias dos rios Gravataí e Sinos, apoiando a criação e o fortalecimento de instrumentos cooperativos de gestão ambiental, integrando ações de controle de ameaças à fauna, sensibilizando e engajando a sociedade para valorizar esses ecossistemas.

Com investimento de quase R\$ 5 milhões, o projeto, conduzido pelo Instituto Curicaca, beneficia cerca de 460 pessoas diretamente.

Petrobras no Rio Grande do Sul

O Sistema Petrobras tem grande importância na economia da região com a presença da Refinaria Alberto Pasqualini (Refap), da Usina Termoelétrica de Canoas, de terminais aquaviários e de mais de 140 km de dutos operados pela Transpetro.



Foto: Divulgação

TechnipFMC e Petrobras estreitam laços com novo contrato avaliado entre US\$ 75 milhões e US\$ 250 milhões

A TechnipFMC garantiu um contrato definido como significativo com a Petrobras para a entrega de sistemas de produção submarinos.

Após um processo de licitação competitivo, a TechnipFMC foi selecionada para projetar, desenvolver e fabricar sistemas de produção submarinos a serem implantados em uma série de empreendimentos greenfield, expansões brownfield e revitalizações de ativos em todo o portfólio da Petrobras.

O contrato também cobre suporte de instalação e serviços de vida útil em campo, com disposições para equipamentos e serviços adicionais.

Os sistemas de produção submarinos serão fabricados e mantidos no Brasil.

Jonathan Landes, Presidente de Submarino da TechnipFMC, afirmou: “Aproveitando nosso modelo operacional industrializado, podemos padronizar soluções inovadoras e entregar a certeza de cronograma que a Petrobras espera em seus projetos. Estamos ansiosos para criar novo valor juntos, à medida que construímos nosso relacionamento de décadas como um parceiro local confiável.”

A premiação ocorre cerca de 20 dias após a TechnipFMC ganhar dois contratos submarinos com a Petrobras para a entrega de tubos flexíveis a serem implantados em diversas bacias.

As empresas também iniciaram recentemente um projeto piloto no Brasil para testar uma nova tecnologia de atuação elétrica, que deverá integrar o portfólio eSolutions da TechnipFMC para sistemas submarinos. O equipamento deverá ser integrado a uma árvore submarina, com instalação prevista para 2026.



Your safety is our priority!

Experts in lifting systems and industrial engineering

MAIS INFORMAÇÕES



Proud member of



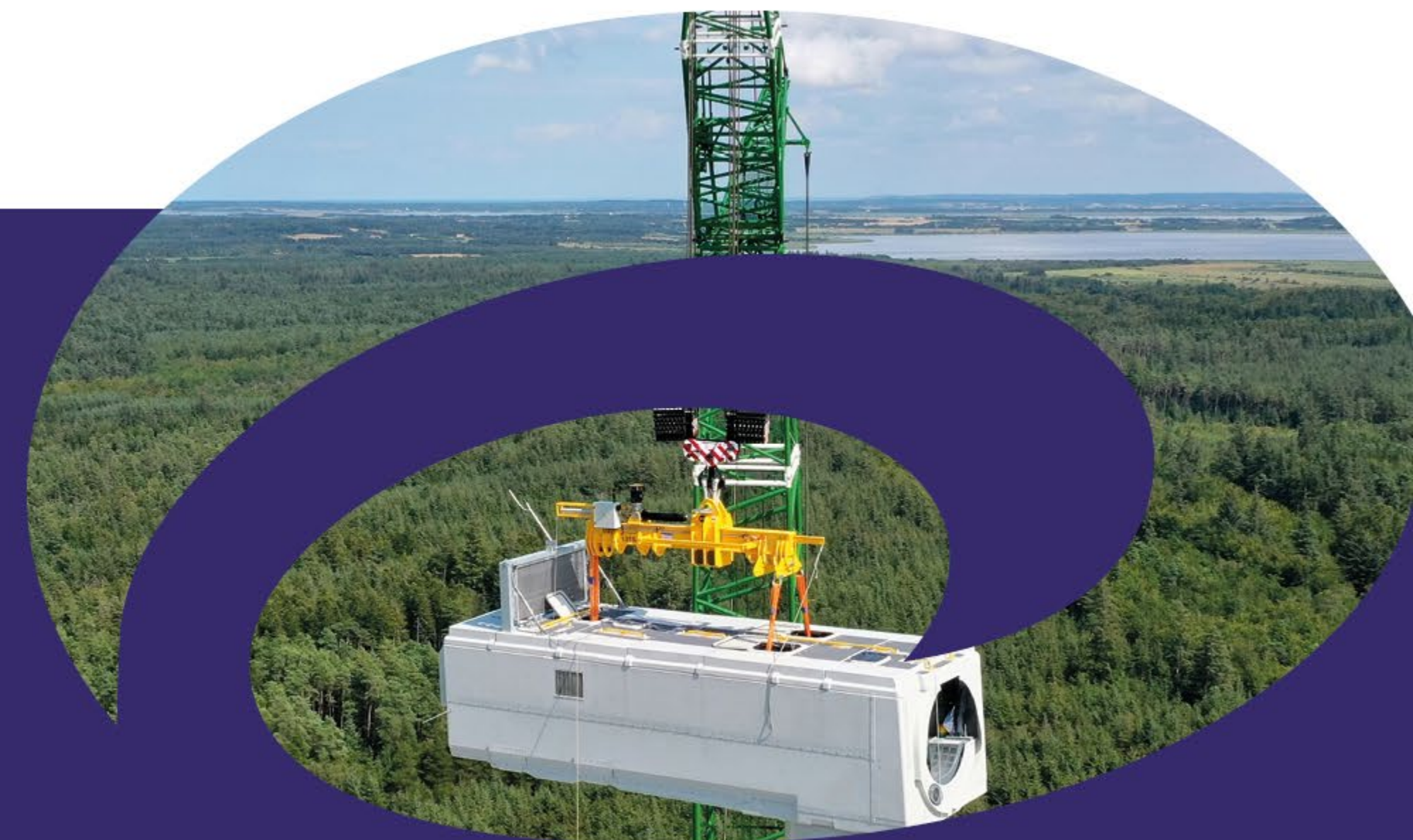
A Slingsintt desenvolve, fabrica e fornece sistemas de elevação para componentes de turbinas eólicas. Com mais de 40 anos de experiência, projetamos ferramentas ergonômicas que reduzem o tempo de montagem e aumentam a segurança.

Com a confiança da Vestas, SGRE, General Electric e Nordex, nós garantimos:

- ✓ Soluções inovadoras de elevação
- ✓ Entrega confiável e serviço global
- ✓ Inspeção e manutenção para segurança

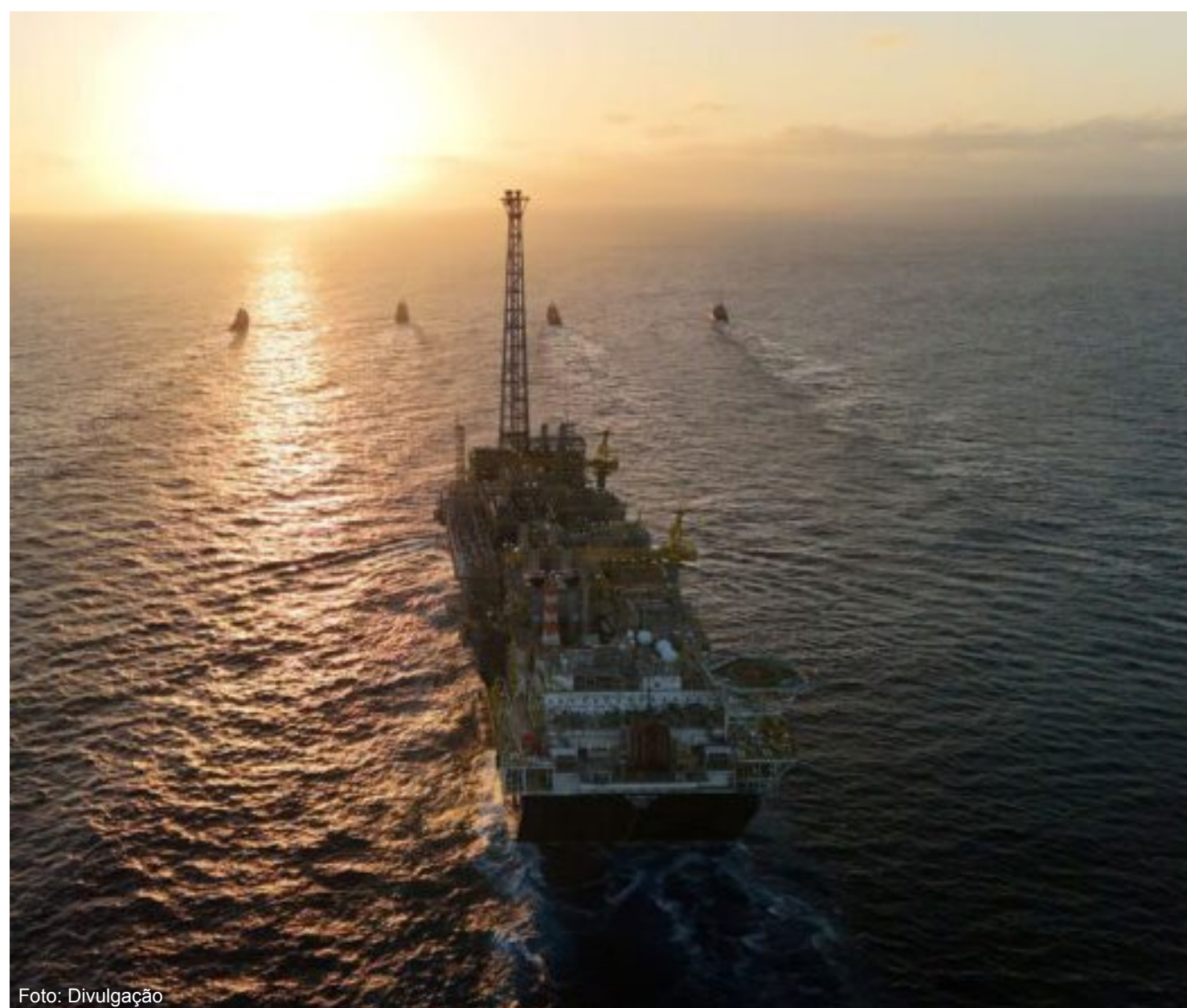
Na Slingsintt, não fornecemos apenas ferramentas - nós vendemos segurança. Entre em contato conosco hoje mesmo para otimizar seus processos de elevação!

www.slingsintt.com
slingsintt@slingsintt.com



FPSO P-78 chega ao campo de Búzios

A plataforma foi rebocada até a locação com a tripulação a bordo, o que irá permitir antecipar o início da produção e aumentar a confiabilidade de sua operação ao longo da partida.



Após a saída do estaleiro Benoi, em Singapura, em 13/07, o FPSO P-78 chegou ao Campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos, onde será interligado aos poços para, em breve, iniciar a produção.

O campo de Búzios está localizado em águas ultra profundas da Bacia de Santos (profundidade de até 2.100 metros), a 180 km da costa do estado do Rio de Janeiro. O projeto Búzios 6 conta com 13 poços, sendo 6 produtores (com 2 conversíveis a injetores), 6 injetores WAG e 1 injetor de gás. A unidade será interligada com dutos rígidos de produção, injeção e exportação de gás e dutos flexíveis para as linhas de serviço e de gás lift.

O FPSO P-78 é a sétima unidade prevista para instalação no campo e vai se somar às outras seis plataformas em operação no campo: FPSOs P-74, P-75, P-76, P-77, Almirante Barroso e Almirante Tamandaré. A P-78 possui capacidade de produção de 180 mil barris de óleo, além de comprimir 7,2 milhões de m³ de gás diários.

O uso da estratégia de navegação com a tripulação a bordo permitirá antecipar o início da produção em cerca de duas semanas em relação ao modelo tradicional de parada em águas abrigadas.

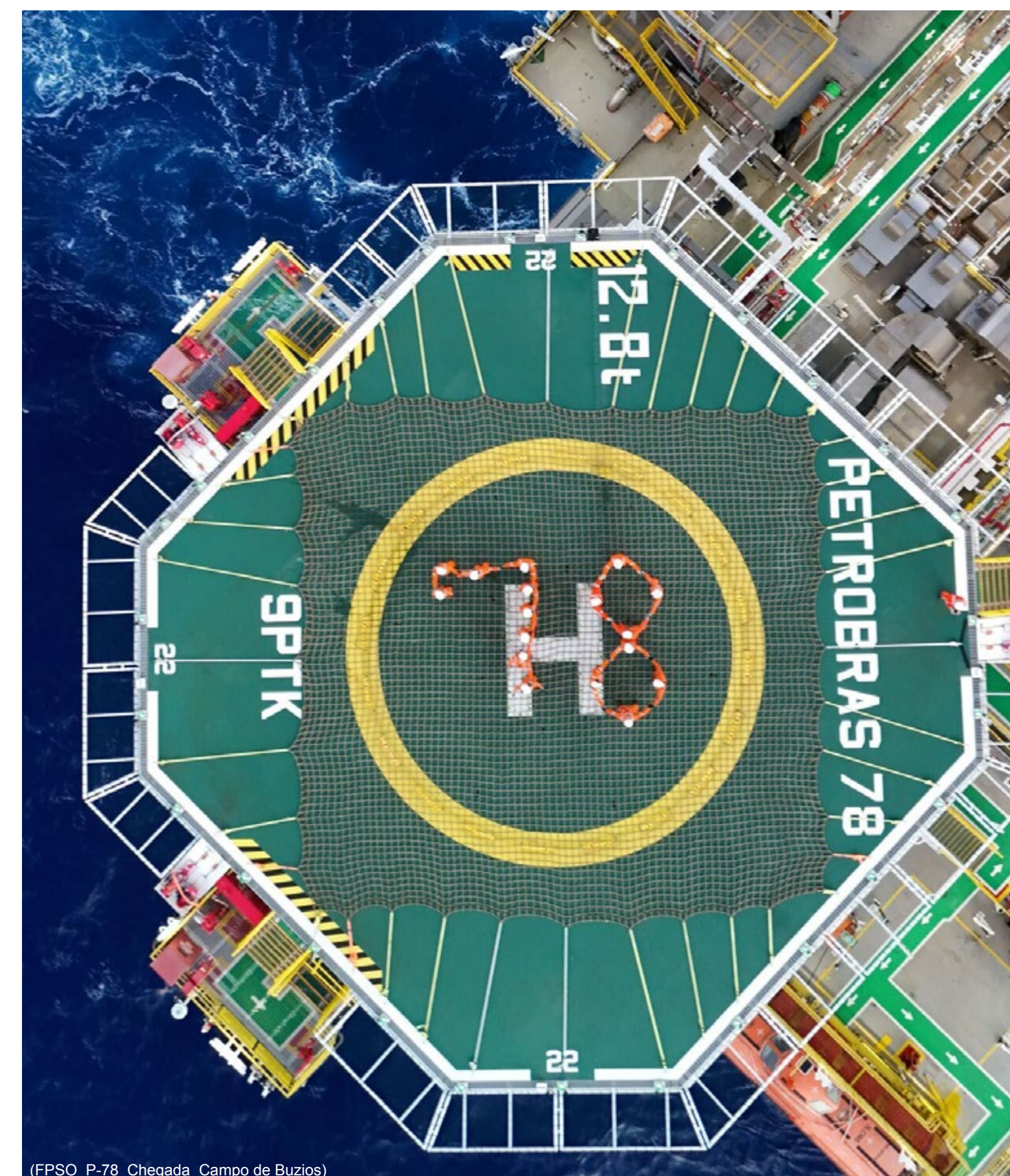
O transporte na condição tripulada permite que diversos sistemas complexos do FPSO sejam mantidos em condição operacional, a continuidade do processo de comissionamento e o treinamento das equipes nesses sistemas, diminuindo o tempo total entre a chegada na locação final e o início da produção de petróleo.

Após a chegada e antes de entrar em operação, será realizado o serviço de ancoragem e de interligação da plataforma com os poços produtores de petróleo, o que deverá levar aproximadamente 2 meses.

A construção do casco foi realizada em estaleiros nas cidades Yantai e Hayang, na China, e em Ulsan, na Coreia do Sul, onde também foi realizada a integração dos blocos. Em seguida o FPSO foi transportado para estaleiro em Singapura, no qual foi realizada a integração e comissionamento dos módulos de topside, construídos no Brasil (Estaleiro Seatrium Angra dos Reis, antigo Brasfels), China e Singapura.

“A P-78 se junta às demais unidades produtoras para incrementar ainda mais a produção do Campo de Búzios, que já superou a produção diária de 900 mil barris de petróleo”, disse a diretora de Exploração e Produção, Sylvia Anjos.

Para a diretora de Engenharia, Tecnologia e Inovação, Renata Baruzzi, “o cumprimento do cronograma previsto para a conclusão da plataforma reforça a importância do gerenciamento integrado de nossos projetos”.



(FPSO_P-78_Chegada_Campo de Buzios)

PetroReconcavo conclui a compra de 50% dos ativos de midstream da Brava Energia em Guamaré, no Rio Grande do Norte

A PetroReconcavo anuncia a conclusão da aquisição de 50% dos ativos de midstream de gás natural da Brava Energia, localizados no complexo de Guamaré, no Rio Grande do Norte. A operação reforça a estratégia da Companhia de ampliar a eficiência e a segurança no escoamento e processamento de gás natural na Bacia Potiguar.

O portfólio adquirido inclui duas Unidades de processamento de Gás Natural (UPGNs), cada uma com capacidade de 1,5 milhão de metros cúbicos por dia (MMm³/dia) – sendo a UPGN III em operação e a UPGN II em estado hibernado –, além de sistemas auxiliares de recebimento, compressão e armazenamento de derivados líquidos, e o gasoduto que conecta a produção da PetroReconcavo e de terceiros às UPGNs.

O fechamento da transação ocorreu após o pagamento de R\$ 168,8 milhões à Brava, correspondentes a 50% do valor total, já com ajustes de preço. Conforme previsto em contrato, os 15% remanescentes serão quitados de forma fracionada, acompanhando a evolução do processo de transferência imobiliária. A gestão dos ativos será regida por um Joint Operating Agreement (JOA), no qual a Brava permanece como operadora. Um Comitê Operacional, formado por representantes das duas empresas, definirá as diretrizes orçamentárias, de custos e de eficiência.

Segundo a Companhia, a conclusão desta aquisição representa um marco relevante na implementação do plano de resiliência e eficiência operacional, garantindo maior previsibilidade, redução de custos e segurança no processamento da produção de gás natural no Estado.



Foto: Divulgação

4ª
EDIÇÃO



FPSO EXPO

BRASIL - EPICENTRO GLOBAL DE FPSOs
EXPOSIÇÃO E CONFERÊNCIA

19, 20 e 21
Maio de 2026



Seja um patrocinador ou expositor!

RESERVE O SEU ESPAÇO: 21 98295-6331



PATROCINADOR PLATINUM:



APOIO INSTITUCIONAL:



REALIZAÇÃO:



Com produção na Bahia, Petrobras lidera fabricação inédita de sensores sísmicos no Brasil

Tecnologia fundamental para otimizar produção de petróleo e explorar novas fronteiras está alinhada à descarbonização das operações. A produção ocorre no Parque Tecnológico de Camaçari, no SENAI-CIMATEC.



A Petrobras inicia, pela primeira vez no Brasil, a fabricação dos nós de registros sísmicos submarinos OD OBN (on-demand ocean bottom nodes), utilizados no monitoramento sísmico de campos marítimos, especialmente do pré-sal.

Até então, a companhia dependia exclusivamente da importação desses equipamentos para mapear as camadas geológicas do subsolo. A produção do OD OBN ocorre no Parque Tecnológico de Camaçari, Bahia, no SENAI-CIMATEC, em um projeto desenvolvido em parceria com Shell e Sonardyne e com o apoio da ANP.

A Sonardyne, fabricante do equipamento, já emprega cerca de 60 trabalhadores brasileiros desde julho deste ano na nova planta de produção, localizada em um dos principais centros tecnológicos do país.

Nas últimas duas décadas, a Petrobras tem utilizado a sísmica 4D para otimizar novas perfurações de poços em regiões ainda não produzidas (aumentar fator de recuperação), especialmente nas bacias de Campos e Santos. “Inovações como esta mantêm a empresa na vanguarda tecnológica da indústria, com operações nos campos do pré-sal de baixo fator de emissão de carbono”, diz a diretora de Engenharia, Tecnologia e Inovação da Petrobras, Renata Baruzzi.

A aquisição de dados geofísicos permite um estudo detalhado do subsolo marinho, evidenciando suas características geológicas, a estrutura das camadas sedimentares, a presença de falhas ou fraturas e possíveis recursos minerais ou energéticos.

Muitos dos equipamentos desenvolvidos no Brasil para os nós OD OBN foram criados de forma pioneira e com tecnologia inédita na América Latina, e devem impulsionar a manufatura de sensores sísmicos de alta precisão. A fase de pesquisa e desenvolvimento durou quase sete anos. O protótipo brasileiro já foi testado no campo de Búzios, em águas ultra profundas da bacia de Santos, com resultados promissores. A Petrobras investiu cerca de 200 milhões de reais, aproximadamente metade do custo total do projeto. A expectativa é fabricar 660 nós sísmicos até fevereiro de 2026.

O que é a sísmica OD OBN?

A tecnologia OD OBN registra ondas sísmicas propagadas e refletidas nos reservatórios de petróleo ao longo das campanhas sísmicas que, processadas por supercomputadores, melhoram a predição em novas fronteiras exploratórias, o posicionamento de

poços injetores e produtores, o volume recuperado e a sustentabilidade dos campos de petróleo em produção. Com esses nós submarinos, a sísmica 4D funcionará como uma radiografia do interior da Terra em diferentes momentos, abrindo novas perspectivas para campos em produção.

A sísmica 3D (caracterização) e 4D (monitoramento) de última geração facilita a descoberta de novas jazidas, mapeia deslocamento de fluidos e variações de pressão nos reservatórios, aumenta segurança operacional e reduz custos.

A tecnologia, ao diminuir o tempo de operação dos nós, que permanecem por até cinco anos no leito marinho, também reduz o impacto ambiental das atividades operacionais de sísmica offshore, tanto o consumo de combustível fóssil quanto as emissões de gases de efeito estufa.

Ideal para águas profundas, a sísmica 4D, diferente dos métodos tradicionais, reduz interferências e melhora a qualidade das imagens.



DOF obtém a concessão de três contratos de serviços com a Petrobras que somam US\$ 390 milhões

O DOF Group vai realizar inspeções submarinas de instalações subaquáticas operadas pela estatal no Brasil.



A concessão de três contratos de serviço, que segue um processo de licitação competitivo, permitirá que o DOF execute inspeções submarinas em águas brasileiras como parte do programa de inspeção submarina da Petrobras, apoiando a avaliação da integridade das instalações submarinas da operadora.

Mons S. Aase, CEO do Grupo DOF, comentou: “Estamos entusiasmados em continuar cumprindo nosso compromisso com a excelência e a inovação em serviços de inspeção submarina para a Petrobras. A natureza dos contratos baseada em inspeção, em oposição à estrutura de taxas diárias, oferece flexibilidade valiosa à nossa crescente frota no Brasil.”

Os três novos acordos ocorrem após a empresa ter concluído mais de 7.000 inspeções como parceira da Petrobras em operações submarinas. Com um valor combinado de aproximadamente US\$ 390 milhões, o trio de contratos mais recente abrange mais de 4.000 inspeções planejadas.

Como resultado, o DOF espera implantar pelo menos três embarcações equipadas com veículos operados remotamente (ROVs) de classe de trabalho e um navio especialmente equipado e tripulado para realizar inspeções de mergulho em águas rasas



As atividades, que serão gerenciadas de forma combinada, abrangerão as três principais bacias offshore do Brasil, incluindo Santos, Campos e Espírito Santo.

Essas operações estão programadas para começar no primeiro semestre de 2026 e durarão três anos.

O trio de contratos chega apenas alguns dias depois que o DOF anunciou uma extensão de contrato na Argentina para uma embarcação e revelou o desinvestimento de outro navio.

Petrobras aprova projeto piloto que vai capturar e armazenar 100 mil toneladas de carbono por ano

Projeto Piloto de CCS São Tomé será monitorado por órgãos reguladores e vai testar novas tecnologias para descarbonização.



A Petrobras acaba de aprovar a construção do Projeto Piloto de CCS São Tomé, em Macaé (RJ), uma iniciativa estratégica para atingir a meta de neutralização de carbono até 2050.

Este é o primeiro projeto-piloto de CCS (Captura e Armazenamento de Carbono, na sigla em inglês) no Brasil, com infraestrutura que permite a integração completa entre captura, transporte e armazenamento geológico de CO₂ em reservatório salino.

O projeto, que tem o acompanhamento de órgãos reguladores e ambientais como Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o Instituto Estadual do Ambiente (INEA), é considerado um marco para o avanço tecnológico e regulatório para projetos de Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS) no Brasil.

“A tradição da companhia de empregar tecnologia de ponta para viabilizar grandes empreendimentos offshore está sendo colocada também em iniciativas de descarbonização.

Essa iniciativa é mais um passo concreto da Petrobras na construção de soluções climáticas eficazes”, destaca a diretora de Transição Energética e sustentabilidade da Petrobras, Angélica Laureano.

O objetivo do CCS São Tomé é de capturar até 100 mil toneladas de CO₂ por ano, ao longo de três anos a partir de 2028 e injetá-las em um reservatório salino profundo, na região de Barra do Furado, em Quissamã (RJ).

Por ser o primeiro projeto do tipo em reservatório salino no país, o CCS São Tomé permitirá que órgãos como ANP e INEA testem, ajustem e validem procedimentos e normas aplicáveis à cadeia de valor do CCS, um avanço regulatório sobre o armazenamento geológico de carbono em futuros projetos comerciais.

“O Projeto Piloto de CCS São Tomé é uma iniciativa estratégica de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) que permitirá validar, em ambiente real, tecnologias e metodologias fundamentais para a implantação de hubs de captura e armazenamento de carbono (CCS) no Brasil.

As tecnologias aplicadas possibilitam acompanhar a evolução da pluma de CO₂ com precisão inédita no país e as informações obtidas com o projeto poderão nos apontar novos usos do CO₂, como por exemplo, a produção de combustível sintético”, explica Renata Baruzzi, Diretora de Engenharia Tecnologia e Inovação da Petrobras.

A iniciativa é considerada como plataforma de aprendizado e qualificação tecnológica para futuros projetos comerciais e hubs de CCS no Brasil, tanto onshore quanto offshore.

O CCS São Tomé também posiciona o Brasil entre os países que lideram o desenvolvimento de soluções de mitigação de emissões em larga escala, alinhando-se às melhores práticas internacionais e abrindo caminho para futuras aplicações comerciais de CCUS em diversos setores da economia.



Petrobras investe mais de R\$ 226 milhões em projetos socioambientais na região Leste Fluminense

Companhia celebra primeiro ano do Complexo de Energias Boaventura com anúncio de investimentos e doação de computadores.

A Petrobras reforça seu compromisso com o desenvolvimento sustentável ao anunciar um pacote de investimentos socioambientais que ultrapassa R\$ 226 milhões, coincidindo com as celebrações do primeiro aniversário do Complexo de Energias Boaventura, comemorado hoje, 16 de setembro.

Durante a cerimônia de aniversário, a companhia formalizou parcerias com quatro projetos através do Programa Petrobras Socioambiental: Jovens Comunicadores, implementado pela BemTV; Escola de Patrimônio Imaterial, sob responsabilidade da Associação Instituto Floresta; Primeira Infância Cidadã, desenvolvido pela Avante – Educação e Mobilização Social; e Rafauna+, realizado pela instituição Refauna.

Atualmente mais de 25 mil pessoas são beneficiadas diretamente por projetos apoiados pela Petrobras na região.

No âmbito dos investimentos socioambientais, a companhia mantém 11 projetos ambientais em andamento, com aportes de R\$ 25,5 milhões até 2028 para ações exclusivas em Itaboraí, São Gonçalo, Maricá, Magé e Cachoeiras de Macacu, chegando a R\$ 71 milhões até 2029 para projetos com atuação nessa região, mas não exclusivamente.

Na área social, são 12 projetos em execução, com investimentos de R\$ 4,5 milhões até 2026 em ações exclusivas em Itaboraí, Maricá e São Gonçalo, alcançando R\$ 125,8 milhões até 2029 para iniciativas com atuação nessa região, mas não exclusivamente.

Além dos projetos socioambientais, como parte da iniciativa de inclusão digital, a Petrobras realizou a doação de notebooks para 30 organizações comunitárias do Leste Fluminense que atenderam aos critérios da chamada pública para doação. Esta ação, que já

beneficiou mais de 18 mil pessoas desde 2021, está contemplando cerca de 5 mil notebooks para instituições sem fins lucrativos que participam dos Comitês Comunitários da Petrobras e escolas públicas municipais em oito estados.



Foto: Divulgação

Baker Hughes ajuda Petrobras a aumentar produção de petróleo e gás enquanto dupla de navios permanece no Brasil

A Baker Hughes, divulgou uma extensão de contrato de longo prazo com a Petrobras para dois navios de estimulação, que continuarão a dar suporte às operações offshore que otimizam a recuperação de petróleo e gás nos campos de pós e pré-sal do país.



Foto: Divulgação

A Baker Hughes explicou que a extensão do contrato plurianual, que ocorreu após uma licitação aberta e envolve o fornecimento de produtos químicos e serviços associados, prolonga a implantação dos navios de estimulação Blue Marlin e Blue Orca, que operam no Brasil desde 2008 e 2023, respectivamente.

A Petrobras reconheceu os navios por seu desempenho em saúde, segurança e meio ambiente (HSE) no início deste ano. Como a dupla de embarcações registrou mais de 650 dias perfeitos de saúde, segurança e meio ambiente (HSE) até 1º de setembro, a conquista é interpretada como um destaque do

compromisso da Baker Hughes e da gigante brasileira com a excelência operacional.

Esses navios, que dão suporte à otimização da produção offshore nos campos de petróleo e gás do Brasil, fornecerão tratamentos químicos avançados para estimular poços, maximizando a produção em empreendimentos brownfield e greenfield em diversas bacias, além de auxiliar na construção de poços por meio de operações de compactação de cascalho e fraturamento hidráulico.

Comentando sobre o acordo de extensão da embarcação, Amerino Gatti, vice-presidente executivo de serviços e equipamentos para campos petrolíferos da Baker Hughes, sublinhou: “As embarcações de estimulação são essenciais para otimizar a produção e limitar o tempo de inatividade dispendioso em campos offshore.

“O Blue Marlin e o Blue Orca têm longa história no Brasil, e a experiência, a expertise e as capacidades incomparáveis das embarcações e de suas tripulações ajudaram a Petrobras a colocar os campos do pré-sal do país entre os mais produtivos do mundo.

Esta mais recente concessão reforça ainda mais nossa estratégia de Soluções para Ativos Maduros, permitindo-nos estender a vida útil dos campos, aprimorar a recuperação e entregar maior valor aos nossos clientes.”

A empresa americana afirma que a maioria dos produtos químicos utilizados pelos navios Blue Marlin e Blue Orca serão originários do Brasil, o que deverá fortalecer a cadeia de fornecimento de energia

local. O fornecimento de suporte sob demanda permite que a dupla limite o tempo improdutivo dos ativos de produção offshore que eles suportam.

Com equipes treinadas, laboratórios a bordo, sistemas de bombeamento de alta pressão e armazenamento robusto de produtos químicos, as capacidades dos navios são percebidas como capazes de fornecer tratamentos químicos projetados especificamente para os requisitos de cada poço e executar múltiplas operações de estimulação sem retornar ao porto para reabastecimento.

Além de estar envolvida no desenvolvimento da indústria de petróleo e gás offshore do Brasil, a Baker Hughes também está ocupada com vários projetos em outras partes do mundo, incluindo o Texas, onde a empresa recentemente fechou um acordo para fornecer o principal equipamento de liquefação para um projeto de exportação de gás natural liquefeito (GNL) no Golfo dos EUA.



Foto: Divulgação

Licitações da Petrobras: o que é o Conceito de Desempenho do Fornecedor

por Carolina Caiado e Carolina Pazzoti



Carolina Pazzoti é associada do Campos Mello Advogados

Com a Nova Lei de Licitações (Lei nº 14.133/2021) e a Lei das Estatais (Lei nº 13.303/2016), a Administração Pública passou a dispor de maior discricionariedade para avaliar a capacidade técnica das empresas licitantes nas contratações públicas.

Ambas as normas conferem à Administração a prerrogativa de definir, conforme as peculiaridades do objeto contratual, os requisitos de habilitação técnica que deverão ser atendidos para comprovar a experiência prévia dos licitantes.

Nesse contexto, destaca-se a iniciativa da Petrobras, que passou a adotar em suas licitações o chamado Conceito de Desempenho do Fornecedor. Trata-se de parâmetro que considera o histórico de atuação dos fornecedores em contratações anteriores, com base em critérios internos definidos pela própria estatal.

Esse conceito é derivado de avaliações periódicas realizadas com base no Índice de Desempenho do Fornecedor (IDF), que avalia o histórico de fornecimento de bens e serviços à estatal. A nota atribuída ao fornecedor pode influenciar diretamente sua participação em novas contratações, seja como fator de desempate, seja como requisito de habilitação técnica.

Desde a criação do Conceito de Desempenho do Fornecedor pela Petrobras, muitos licitantes vêm questionando se o referido parâmetro é utilizado como um critério técnico de julgamento das propostas ou como requisito de habilitação técnica. Também há muito litígio judicial e administrativo questionando a legalidade do parâmetro.

A solução da controvérsia passa, em primeiro lugar, por distinguir os dois conceitos que, embora relacionados, possuem finalidades distintas no processo licitatório: requisitos de habilitação técnica e critério técnico de julgamento da proposta.

Os requisitos de habilitação técnica têm como objetivo verificar se o licitante possui experiência técnica necessária para executar adequadamente o objeto da contratação. Trata-se, portanto, de avaliação voltada à experiência anterior das licitantes, tanto sob a perspectiva da sociedade licitante (capacidade técnico-operacional) quanto dos profissionais que serão alocados na prestação dos serviços (capacidade técnico-profissional), conforme o caso.

A habilitação técnica poderá existir em qualquer licitação, independentemente do critério de julgamento das propostas que venha a ser adotado pela entidade licitante.

Por outro lado, nas licitações cujo critério de julgamento das propostas seja a combinação da melhor técnica e preço, o critério técnico definido no edital será utilizado para parametrizar e julgar a adequação técnica das propostas em si. O critério técnico de julgamento está relacionado à avaliação da proposta apresentada. Não se trata de avaliação da experiência das licitantes ou de seus profissionais.

Isto posto, verifica-se que o Conceito de Desempenho do Fornecedor é um requisito de habilitação técnica, que visa a impedir que fornecedores com histórico insatisfatório de execução contratual sejam novamente selecionados em processos licitatórios. Trata-se de uma medida voltada a assegurar que apenas empresas tecnicamente qualificadas e com desempenho comprovadamente adequado possam contratar com a Petrobras.

Na prática

A título exemplificativo, e considerando a finalidade desse requisito de habilitação técnica, caso um fornecedor que tenha

artigo I continuação

apresentado falhas relevantes em contratos anteriores com a Petrobras estivesse participando de outro processo licitatório e solicitasse à Petrobras a emissão de atestado de capacidade técnica, a estatal não o concederia, justamente por entender que o desempenho insatisfatório compromete a comprovação da aptidão técnica exigida para a habilitação.

A utilização do Conceito de Desempenho do Fornecedor pela Petrobras como requisito de habilitação técnica encontra respaldo no ordenamento jurídico vigente. Isto porque a Lei nº 13.303/2016, por meio do art. 58, II, conferiu às empresas estatais maior autonomia para estabelecer os critérios de qualificação técnica em seus processos licitatórios, facultando à Petrobras a prerrogativa de definir, mediante o instrumento convocatório, os parâmetros utilizados para a verificação da capacidade técnica dos licitantes. Portanto, não há qualquer ilegalidade na sua aplicação e exigência em editais de licitação da Petrobras.

Entendimento

O Tribunal de Contas da União (TCU) reconheceu que o art. 58, II da Lei 13.303/2016 confere discricionariedade à Petrobras para definir os parâmetros de aferição da qualificação técnica das licitantes, sendo possível a utilização do Conceito de Desempenho do Fornecedor, desde que devidamente previsto no edital da licitação[1].

Nesse mesmo sentido se posicionou o Tribunal Regional Federal da 6ª Região, ao entender que as questões relativas ao desempenho do licitante não são meramente formais, sendo descabida a pretensão que vise a substituir os critérios de conveniência e oportunidade escolhidos legitimamente pela administração pública[2].

Todavia, verifica-se que, até o momento, a Petrobras não dispôs em seu Regulamento de Licitações e Contratos (RLCP) de critérios de saneamento e reabilitação dos fornecedores que não atendam ao Conceito de Desempenho

do Fornecedor. O RLCP tampouco prevê qual periodicidade de atualização de tal conceito.

A ausência de disposições nesse sentido impede que um licitante com baixo desempenho volte a participar de processos licitatórios promovidos pela estatal, o que se mostra desarrazoado, tendo em vista que nem mesmo a declaração de inidoneidade perdura por tempo indeterminado. Portanto, é essencial que a Petrobras aprimore seus processos para viabilizar critérios que permitam avaliar a reabilitação do fornecedor, estabelecendo parâmetros para que tais fornecedores possam voltar a participar em novos processos licitatórios.

[1] Acórdão nº 1312/2023 – TCU – Plenário – PROCESSO Nº: TC 002.118/2023-8 – Representação – Relator: Ministro Jorge Oliveira – Data da Sessão: 28/6/2023 – Ordinária. Acesso em 24.07.2025

[2] Mandado de Segurança Cível nº 1015965-35.2023.4.06.3801, Juiz: Ubirajara Teixeira, Data da sentença: 09/01/2024, 3ª Vara Federal Cível e Criminal da SSJ de Juiz de Fora – MG. Acesso em 24.07.2025

Carolina Caiado é sócia do Campos Mello Advogados na área de Direito Público e Assuntos Governamentais.

Carolina Pazzoti é associada do Campos Mello Advogados.



Carolina Caiado é sócia do Campos Mello Advogados na área de Direito Público e Assuntos Governamentais

Navio-sonda de 7ª geração da Hanwha inicia primeiro contrato com a Petrobras

Um navio-sonda de propriedade da Hanwha Drilling, parte da Hanwha Ocean da Coreia do Sul, iniciou sua missão com a Petrobras na bacia de Campos.



Foto: Divulgação

De acordo com a publicação da Hanwha Drilling nas redes sociais, o contrato da Tidal Action com a Petrobras começou em 17 de setembro de 2025. Após chegar à Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, em 7 de julho de 2025, a sonda foi enviada ao campo de Roncador para iniciar o trabalho, que deve levar 30 meses.

A sonda ajudará a gigante brasileira a aumentar a produção de gás natural no campo de Roncador, situado a nordeste do Rio de Janeiro. A previsão é de que o campo produza cerca de 1,7 milhão de metros cúbicos de gás por dia.

O Tidal Action será fretado à Petrobras e administrado pela Constellation Oil Services, do Brasil.

Conforme divulgado no anúncio do contrato com a Petrobras em outubro passado, esta será a primeira vez que a empresa brasileira operará uma unidade de propriedade de terceiros.

O CEO da Hanwha Drilling, Clay Coan, disse: “Estou muito orgulhoso desta jornada extraordinária que todos nós compartilhamos. Em especial, gostaria de expressar minha sincera gratidão à Equipe de Gerenciamento de Projetos da Hanwha Drilling, liderada por Guillaume Houbroun, às Equipes de Gerenciamento de Projetos Oceânicos e Comissionamento Offshore da Hanwha e à Equipe de Gerenciamento de Projetos da Constellation.



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

“Também sou grato pela maneira como a equipe da sonda Constellation representou a Tidal Action. A Constellation fez um excelente trabalho ao designar uma equipe de indivíduos altamente competentes e motivados para a Tidal Action.

Tenho plena confiança de que a sonda está em boas mãos e que seu desempenho será um dos melhores do Brasil e do mundo”, acrescentou Coan.

Conhecida como West Libra até ser renomeada em abril, a Tidal Action é uma sonda de perfuração de sétima geração, capaz de operar em profundidades de até 3.600 metros, equipada para enfrentar os desafios mais difíceis da perfuração em águas ultraprofundas.

OceanPact fecha contrato de descomissionamento com a Trident Energy para serviços na Bacia de Campos



A OceanPact assinou contrato de mais de 1 bilhão de reais com a Trident Energy do Brasil para executar serviços de descomissionamento offshore no modelo EPRD (Engenharia, Preparação, Recolhimento e Destinação Final).

O projeto abrange a infraestrutura submarina dos sistemas de produção remanescentes das plataformas P-07, P-12 e P-15 na Bacia de Campos, com início previsto para o primeiro trimestre de 2026 e duração de até três anos.

O contrato prevê o uso de embarcações do tipo RSV (ROV Support Vessel) da frota OceanPact, preparadas para operações de descomissionamento.

As atividades incluem engenharia e mapeamento detalhado, remoção de linhas flexíveis e equipamentos submarinos com apoio de ROVs, além de cortes e desconexões.

A OceanPact também cuidará do desmantelamento em terra e da destinação final ambientalmente adequada, priorizando a reciclagem e estimulando a economia circular.

“Esse contrato de descomissionamento reflete o esforço conjunto das nossas unidades de negócios e subsidiárias em buscar sinergias operacionais e ganhos de eficiência”, afirma Erik Fabian Cunha, Diretor Comercial e de Marketing da OceanPact.

“Conseguimos estruturar uma proposta competitiva, baseada em uma solução técnica robusta, confiável e segura do ponto de vista operacional”, completa.

A OceanPact reúne todas as competências necessárias para entregar uma solução completa e integrada em descomissionamento offshore. A EnvironPact, subsidiária especializada da OceanPact, assumirá as etapas ambientais, de segurança operacional e de gestão de riscos.

A Área de Operações Submarinas ficará responsável pela retirada de linhas e estruturas, enquanto a OceanPact Geo conduzirá os levantamentos e surveys. Já a OceanPact Log atuará na gestão em terra e no desmantelamento.

Com o suporte de sua frota própria, a OceanPact garante a execução das atividades offshore com máxima eficiência, segurança e confiabilidade.

Com 28 embarcações e o maior inventário de equipamentos para resposta a emergências offshore da América Latina, a OceanPact se consolida como empresa brasileira capaz de entregar um ciclo completo em projetos de descomissionamento.

A assinatura do contrato com a Trident Energy do Brasil amplia a presença da companhia no mercado de engenharia submarina, reafirmando sua capacidade técnica, compromisso com a segurança e adoção de práticas sustentáveis no encerramento responsável de operações offshore, em conformidade com as melhores práticas globais e as exigências regulatórias do Brasil.



Foto: Divulgação

Tecnologia, precisão e longevidade industrial

por Júlia Vaz e Fabiano Reis



Com mais de duas décadas de atuação no Brasil, a Primetals Technologies, integrante do grupo Mitsubishi Heavy Industries, é referência em engenharia, construção de plantas e serviços de ciclo de vida para a indústria de metais.

Com operações em São Paulo, Belo Horizonte, Rio de Janeiro e Volta Redonda, a unidade de negócios do Brasil é a maior da América Latina, tanto em estrutura quanto em mercado, posicionando-se como referência em revestimentos de alta performance, digitalização de processos e manutenção de equipamentos críticos para a indústria siderúrgica e outros setores.

A origem da operação brasileira remonta à austríaca VAI (Voest-Alpine Industrieanlagenbau), posteriormente integrada

à Siemens VAI Metals Technologies. Uma joint venture entre Siemens VAI e Mitsubishi-Hitachi Metals Machinery, em 2015, deu origem à Primetals Technologies. Atenta às demandas do mercado, em junho desse ano a Primetals Technologies Brasil inaugurou um centro de serviços de última geração em Santa Cruz, na região metropolitana do Rio de Janeiro.

A localização estratégica — próxima a grandes players como Ternium, CSN e Gerdau, além de refinarias e unidades petroquímicas — reforça a sinergia com o setor de óleo e gás, que desponta como uma das principais apostas da empresa.

Com uma área de 7.968 m², a nova unidade avançada está dedicada à reforma e manutenção de componentes industriais, utilizando as mais modernas tecnologias do portfólio da Primetals Technologies Brasil.

Entre as soluções disponibilizadas destacam-se o laser cladding e o sistema exclusivo de aspersão térmica HVAF, que utiliza propano e ar comprimido para garantir revestimentos com baixa porosidade, alta aderência e resistência superior à corrosão e impactos.

Tais soluções são aplicáveis em ambientes industriais exigentes, como refinarias, unidades offshore e plantas petroquímicas, contribuindo para a sustentabilidade e a longevidade dos ativos.

A digitalização também é um pilar da operação. A plataforma MAT (Maintenance and Asset Technology) automatiza fluxos de trabalho, rastreia operações em tempo real e oferece transparência total aos clientes, elevando o padrão de qualidade e previsibilidade dos serviços prestados.

“Nós aumentamos o ciclo de vida”

Com esse propósito, a Primetals Technologies Brasil vem incorporando as mais modernas tecnologias às suas soluções, além de oferecer um portfólio robusto de serviços voltados para distintos setores da indústria.





Foto: Divulgação

“Estamos preparados para atender às demandas de manutenção e recuperação de componentes críticos da indústria de óleo e gás”, destaca o CEO da Primetals Technologies Brasil, Gabriel Lenna, ao explicar uma das razões para a escolha do Rio de Janeiro como sede de um centro de serviços avançados.

Por que escolher Santa Cruz, na zona Oeste do Rio de Janeiro, para o novo centro de serviços?

Gabriel Lenna – Foi uma decisão estratégica. Essa localização permite atender com agilidade não apenas os grandes players da indústria de metais — que historicamente têm sido nossos principais clientes — mas também ampliar nosso escopo de atuação para outros setores industriais, especialmente o de óleo e gás, que possui forte presença no estado do Rio de Janeiro.

Como vocês enxergam o setor de óleo e gás?

Gabriel Lenna – Nossa expectativa para o setor de óleo e gás é bastante positiva. Trata-se de um segmento com perspectivas promissoras, impulsionado por investimentos robustos, expansão da produção e o desenvolvimento de novas fronteiras exploratórias, como a Margem Equatorial. Nesse setor, como em outros, proteger peças contra desgaste — seja por abrasão, corrosão ou erosão — é essencial para garantir desempenho e durabilidade.

O que o novo centro de serviços oferece para esse setor?

Gabriel Lenna – Vamos disponibilizar tecnologias avançadas de aspersão térmica HVOF/HVAF (High Velocity Oxygen Fuel/High Velocity Air Fuel), além de fusão por Laser Cladding, processos de usinagem e soldagem com maquinário de última geração. Tudo isso nos permite atender às demandas de manutenção e recuperação de componentes críticos com soluções sob medida e alto nível tecnológico.

Quais os diferenciais do processo HVAF?

Gabriel Lenna – Somos pioneiros no Brasil no processo de revestimento por HVOF/HVAF, que utiliza propano e ar comprimido para atingir velocidades de até 1500 m/s e temperaturas controladas de até 1000 °C. Essa combinação proporciona o aquecimento ideal das partículas metálicas e dos carbonetos, preservando suas propriedades e garantindo um revestimento superior — com baixa porosidade, alta aderência e excelente resistência.

O que há de diferente em relação aos demais processos?

Gabriel Lenna – Ao contrário de processos convencionais que operam com temperaturas mais elevadas (até 1700 °C), nosso método evita a degradação dos materiais aplicados, resultando em maior aderência ao substrato, porosidade reduzida (0,5%), alta resistência a impactos e oxidação, além de excelente desempenho

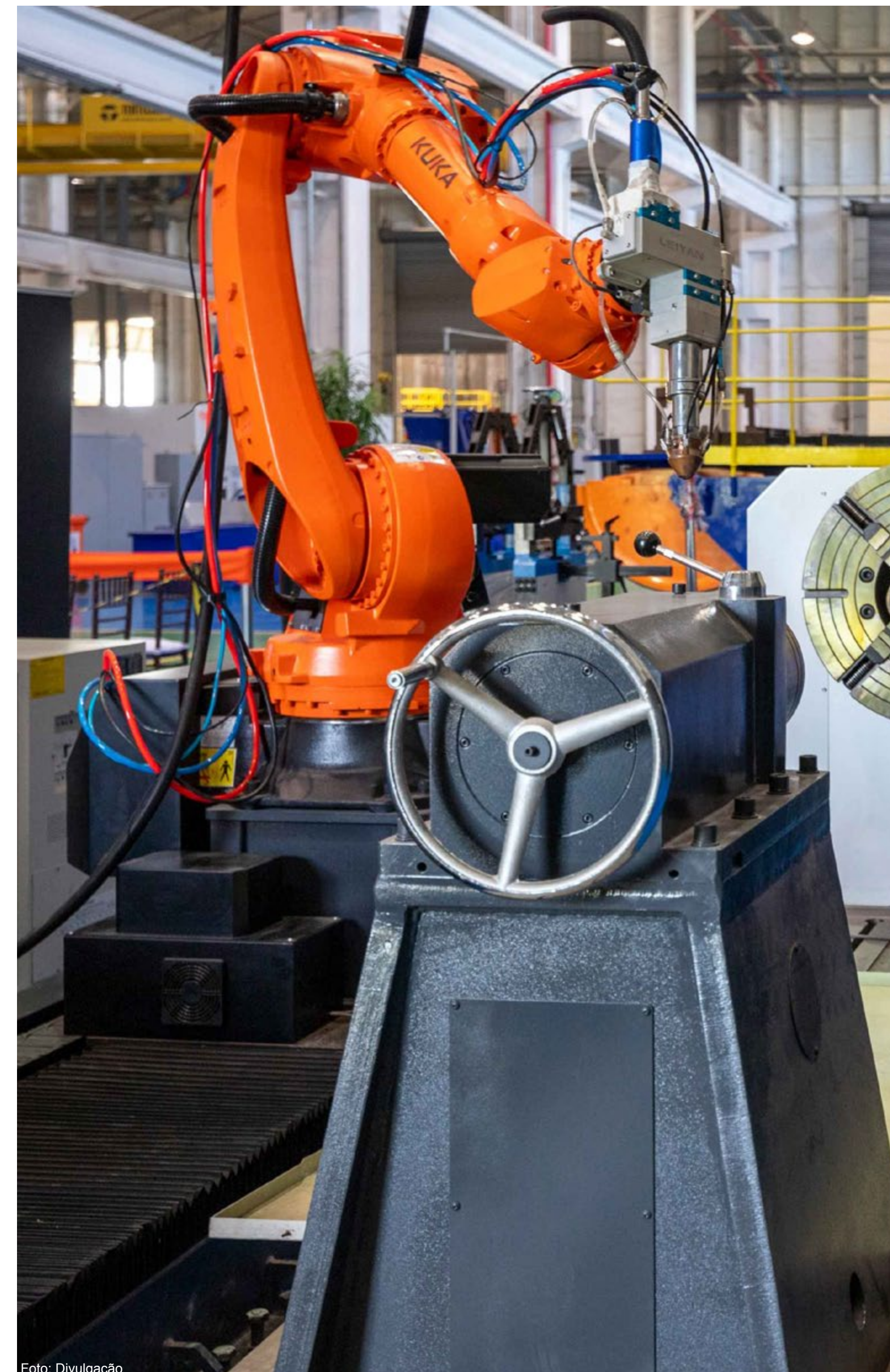


Foto: Divulgação

perfil empresa - Primetals Technologies Brasil (continuação)

mecânico. Utilizamos pós de granulometria fina que, aliados à alta velocidade de projeção, proporcionam revestimentos uniformes, densos e duráveis — ideais para ambientes industriais exigentes, como o setor de óleo e gás.

Qual a relevância do uso dessas tecnologias em plantas industriais do setor de óleo e gás e petroquímica, no ambiente onshore?

Gabriel Lenna – Atualmente, os revestimentos aplicados em dutos no ambiente offshore são, em sua maioria, realizados por meio do processo manual de arc spray. No entanto, tecnologias mais avançadas, como laser cladding e HVOF, oferecidas pela Primetals Technologies Brasil, representam soluções mais eficientes e duráveis.

Essas soluções são aplicáveis em ambientes offshore?

Gabriel Lenna – Sim. Já contamos com equipamentos portáteis que permitem a execução de reparos diretamente em campo. Apesar disso, a aplicação ainda é manual — assim como no arc spray — o que limita a precisão do revestimento em comparação às aplicações robotizadas realizadas em nossa oficina. Estamos constantemente avaliando a integração com sistemas robotizados para ampliar essa precisão. Trata-se de uma oportunidade estratégica que merece atenção e poderá agregar ainda mais valor aos nossos clientes.

As soluções que vocês oferecem podem beneficiar a indústria naval e offshore como um todo?

Gabriel Lenna – Além das tecnologias de revestimento avançadas, contamos com um parque de usinagem robusto, preparado para atender demandas altamente especializadas. Equipamentos como mandriladoras com capacidade para até 25 toneladas, tornos horizontais heavy duty de 32 toneladas e retíficas com capacidade de até 2 metros de diâmetro e



Foto: Divulgação

6 metros de comprimento nos posicionam estrategicamente para oferecer soluções completas e sob medida.

Essa infraestrutura nos permite realizar reparos e revestimentos com alto grau de precisão, além de atender projetos complexos e de grande porte, inclusive para setores exigentes como o naval.

Combinando tecnologia de ponta e capacidade industrial, a Primetals Technologies Brasil está pronta para expandir sua atuação e contribuir com soluções inovadoras em diferentes segmentos do mercado.

A digitalização está presente em todos os processos?

Gabriel Lenna – A digitalização está na essência do projeto deste centro de serviços, que utiliza ferramentas digitais avançadas, como o sistema Maintenance and Asset Technology (MAT), para automatizar fluxos de trabalho, melhorar a rastreabilidade e garantir rigoroso controle de qualidade.

As atividades operacionais são minuciosamente rastreadas e documentadas, oferecendo aos clientes dados confiáveis em tempo real e total transparência em todas as etapas do processo de reparo. Nosso ecossistema digital proporciona serviços mais rápidos, seguros e previsíveis. Com essa unidade de última geração, oferecemos não apenas excelência operacional, mas também rastreabilidade total dos ativos e recursos modernos de tomada de decisão, além de protegermos e desenvolvermos nosso know-how técnico.

O MAT é um grande aliado para aumentar o ciclo de vida...

Gabriel Lenna – Como mencionei, a plataforma MAT garante rastreabilidade, controle de qualidade e decisões baseadas em dados. É um diferencial que protege nosso know-how e amplia a vida útil dos equipamentos dos nossos clientes. Temos plena confiança em nossa capacidade de ajudá-los a prolongar a vida útil de seus ativos, reduzir riscos e alcançar resultados comerciais sustentáveis.

E quanto à sustentabilidade?

Gabriel Lenna – O uso de novas tecnologias contribui para eliminar riscos ambientais associados à contaminação por cromo eletrolítico e reduz o consumo energético nos processos de

perfil empresa - Primetals Technologies Brasil (continuação)

aplicação amplamente utilizados na manutenção da indústria de óleo e gás. Os equipamentos localizados na zona oceânica estão sujeitos a condições ambientais severas — alta umidade, exposição ao sal e esforços mecânicos.

Para garantir longevidade operacional e reduzir a necessidade de manutenção, esses componentes exigem revestimentos com propriedades avançadas de resistência à corrosão, dureza superficial e proteção contra desgaste.

Pode dar alguns exemplos de como a tecnologia da Primetals Technologies Brasil traz esses benefícios?

Gabriel Lenna – Temos soluções aplicadas no processo de laser cladding à base de ferro, que representam uma alternativa ambientalmente mais sustentável ao cromo duro eletrolítico, tanto para peças novas quanto recuperadas.

A fusão por laser cladding oferece resistência superior à corrosão — mesmo em ambientes altamente agressivos — maior ductilidade, que contribui para melhor absorção de tensões mecânicas, e elevada resistência ao impacto, favorecendo aplicações sujeitas a cargas dinâmicas.

Na Primetals Technologies, nossa missão é ser pioneira em soluções inovadoras que mudarão a forma como o aço é produzido.

Construímos parcerias de longo prazo com nossos clientes, oferecendo soluções sob medida e suporte confiável e dedicado para enfrentar os desafios atuais e futuros da indústria de metais.

Saiba mais sobre as nossas tecnologias e produtos.

Entre em contato com nossos especialistas através do link e agende uma visita: <https://www.primetals.com/en/contact-us/>.



Foto: Divulgação

PRIO recebe autorização do IBAMA

A PRIO, recebeu a licença de instalação para um projeto de tie-back na bacia de Campos.



Foto: Divulgação

Conforme divulgado pela PRIO, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) autorizou a instalação do sistema de desenvolvimento da produção do campo de Wahoo e a interligação de poços ao FPSO Valente, anteriormente conhecido como Frade.

A FPSO Valente tem capacidade de processamento de 100.000 barris por dia e capacidade de armazenamento de até 1,5 milhão de barris. Sua produção diária no segundo trimestre de 2025 foi, em média, de 23.000 barris. A unidade será conectada ao campo produtor de Frade, localizado a cerca de 30 quilômetros de distância.

A Prio acredita que Wahoo tem potencial para produzir mais de 125 milhões de barris de petróleo na camada pré-sal.

A empresa detém 100% de participação no campo, localizado a cerca de 150 quilômetros da costa, em lâmina d'água de 1.400 metros.

Como a embarcação responsável pelo lançamento do duto rígido já foi contratada e informada, a empresa pretende iniciar imediatamente as atividades de construção submarina e a conexão com o FPSO.

A previsão é de que a embarcação chegue ao local em outubro.

Em setembro de 2023, a McDermott foi escolhida para transportar e instalar cerca de 30 quilômetros de dutos rígidos revestidos de dez polegadas e estruturas submarinas associadas para o campo de Wahoo, a fim de conectá-lo à FPSO Valente.

O acordo incluía uma opção de extensão para um segundo duto.

O plano da PRIO inclui a perfuração de quatro poços produtores e dois injetores, com expectativa de primeiro petróleo entre março e abril de 2026.

Como o cronograma e o escopo do projeto mudaram, a empresa agora estima seu custo total em US\$ 870 milhões.

A licença de perfuração para a campanha de seis poços foi recebida no início deste ano, quando a sonda Hunter Queen começou a se mobilizar para o local.

Vallourec fornecerá OCTG à Petrobras de 2026 a 2029 em acordo de até US\$ 1 bilhão

A Vallourec assinou um acordo de longo prazo com a Petrobras para o fornecimento de produtos tubulares para indústria petrolífera (OCTG), que podem gerar uma receita total de até US\$ 1 bilhão.



Foto: Divulgação

Após um processo de licitação competitivo, a Vallourec foi selecionada para fornecer produtos e serviços OCTG para as operações offshore da Petrobras de 2026 a 2029, com o acordo representando a maior adjudicação, tanto em volumes quanto em receitas, desde que a grande empresa brasileira adotou a estratégia de licitação aberta.

O contrato abrange todo o escopo de fornecimento de OCTG para tubos sem costura e conexões VAM premium necessárias para poços offshore de 4,5” a 18”, incluindo tubulares de aço carbono e aço inoxidável e acessórios associados.

A Vallourec disse que também fornecerá serviços abrangentes de valor agregado tanto onshore quanto offshore, desde engenharia de mesa e coordenação de materiais até

preparação de plataformas, supervisão offshore, reparos de retorno de plataformas e reabastecimento, para dar suporte à Petrobras na otimização da eficiência operacional.

“Esta conquista é uma demonstração contundente da capacidade da Vallourec de atender às necessidades complexas e em constante evolução dos clientes.

Ela confirma a força e a consistência do nosso posicionamento, construído com base na excelência técnica, na presença industrial integrada no Brasil e em uma parceria de longa data com a Petrobras, baseada na confiança mútua”, afirmou Philippe Guillemot, Presidente do Conselho de Administração e CEO do Grupo Vallourec.



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

No mesmo período do ano passado, as duas empresas assinaram um contrato “significativo” para o fornecimento de OCTG e acessórios para o desenvolvimento dos projetos Sepia 2 e Atapu 2 na Bacia de Santos, na costa brasileira.

Em julho deste ano, a Vallourec garantiu uma série de novos contratos pelos quais fornecerá OCTG para a Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) dos Emirados Árabes Unidos, bem como para a CNOOC e a PetroChina no Iraque.

Modal dutoviário

Brasil precisa redimensionar malha

por Júlia Vaz e Fabiano Reis



O transporte dutoviário é estratégico para o setor de óleo e gás, pois permite o escoamento eficiente e seguro de grandes volumes de combustíveis e derivados.

O modal dutoviário de óleo e gás no Brasil apresenta avanços importantes, mas enfrenta desafios estruturais e regulatórios que limitam seu pleno desenvolvimento. Atualmente, esse modal representa apenas cerca de 3% da matriz de transporte de cargas, apesar de seu alto potencial logístico e econômico.

A realidade é que, a despeito de ser um país de dimensões, a infraestrutura existente é composta por cerca de 15 mil quilômetros de oleodutos e gasodutos, concentrados principalmente nas regiões Sudeste e Sul, com destaque para os sistemas da Petrobras e algumas operadoras privadas.

Nos últimos anos, houve avanços significativos, como a modernização de trechos antigos, a integração com outros modais logísticos e o aumento da capacidade de escoamento de refinarias e terminais marítimos.

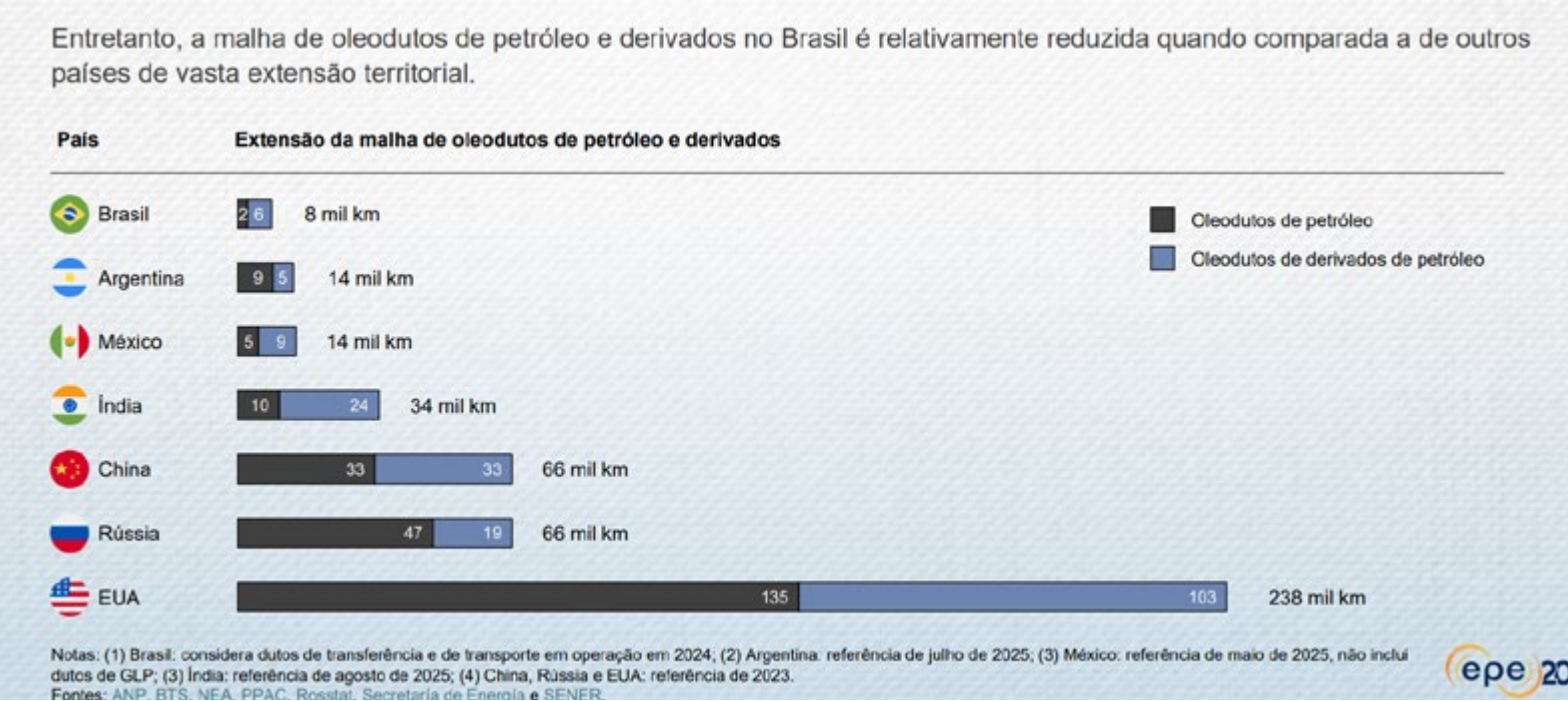
Entretanto, o modal enfrenta impasses relevantes. Um dos principais é a baixa atratividade para investidores privados, devido à complexidade regulatória, à falta de previsibilidade jurídica e à ausência de um mercado secundário de dutos. Além disso, há dificuldades na obtenção de licenças ambientais, especialmente em áreas sensíveis, o que retarda projetos e encarece obras.

Outro desafio é a concentração da malha dutoviária em poucas empresas, o que limita a competição e a eficiência operacional. A predominância do modal rodoviário — responsável por mais de 67% da movimentação de cargas no país — também reduz o espaço para expansão dos dutos, mesmo sendo uma alternativa mais segura e sustentável.



Para superar esses obstáculos, especialistas apontam a necessidade de revisão do marco regulatório, incentivos fiscais, parcerias público-privadas e maior integração entre os modais.

O Novo PAC e as debêntures incentivadas são instrumentos que podem impulsionar investimentos no setor. O modal dutoviário brasileiro de óleo e gás tem potencial para crescer e se tornar um pilar logístico mais relevante, mas depende de ações coordenadas entre governo, setor privado e sociedade civil para vencer os entraves que ainda o limitam.



PIO 2025

É o que busca sinalizar o Plano Indicativo de Oleodutos (PIO 2025), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).O estudo aponta a Infraestrutura logística deficiente, que limita o abastecimento e aumenta os custos da cadeia produtiva, o baixo investimento histórico no modal dutoviário, apesar das vantagens operacionais e a necessidade de superar entraves socioambientais e regulatórios para viabilizar os traçados propostos.

matéria de capa (continuação)

O estudo destaca diversos aspectos que favorecem a movimentação de combustíveis líquidos pelo modo dutoviário: o fato de ter dimensões continentais, a maioria das refinarias nacionais estarem localizadas ao longo da costa, enquanto as usinas de etanol concentram-se no interior do País.

Aponta ainda que os mercados consumidores de combustíveis líquidos estão distribuídos por todas as regiões do País, com características e proporções distintas, sendo o Brasil o 2º maior produtor mundial de biocombustíveis líquidos e o 6º maior mercado consumidor de derivados de petróleo.

Observa ainda que o modal rodoviário é energeticamente menos eficiente do que o dutoviário, especialmente para o transporte de grandes volumes de combustíveis em médias e longas distâncias.

O PIO 2025 também reforça que o transporte dutoviário é mais eficiente energeticamente e menos poluente que o rodoviário, especialmente em médias e longas distâncias.

A EPE espera que o plano sirva como base para decisões estratégicas no planejamento energético nacional.

Assim, os principais objetivos do PIO 2025 são reduzir a dependência do transporte rodoviário, especialmente de caminhões a diesel, que dominam a logística de combustíveis no país, diminuir os custos logísticos e ampliar a competitividade do setor de combustíveis e promover a integração entre refinarias, bases de distribuição e portos, com traçados mais eficientes e sustentáveis.

O PIO 2025 projeta cerca de R\$ 32,6 bilhões em investimentos (dos quais R\$10 bilhões já realizados) em nove empreendimentos estratégicos, somando aproximadamente 4.500 km de novos oleodutos.

Consolidado de Projetos			
Empreendimento	Custo do duto* (bilhões R\$)	Custo dos terminais* (bilhões R\$)	Custo total* (bilhões R\$)
Duto Anaurilândia – Paulínia (etanol)	4,91	0,16	5,08
Duto Campinas (QAV)	0,36	-	0,36
Duto Guarulhos (QAV)	0,20	-	0,20
Duto Paraúna – Damolândia (etanol)	1,22	0,23	1,45
Duto Paulínia – Campo Grande (derivados de petróleo)	5,98	1,29	7,27
Duto Recife (QAV)	0,54	-	0,54
Duto Rondonópolis – Sorriso (derivados de petróleo)	3,63	0,48	4,11
Duto Sorriso – Água Boa (etanol)	3,72	0,60	4,32
Duto Sorriso – Porto Nacional (etanol)	8,93	0,33	9,26

Os dutos de etanol que fazem a conexão da cidade de Sorriso com Água Boa e Porto Nacional são mutuamente excludentes, ou seja, um deles deve ser o selecionado, não fazendo sentido que esses projetos coexistam.

* Não incluem tributos

OPASA

Outros projetos vêm avançando, e ainda que não representem uma expansão da malha de dutos, uma obra concluída em meados deste ano tem um peso enorme no que diz respeito a dutos de transporte de petróleo e derivados.

É o caso da maior obra de engenharia do país no segmento nos últimos dez anos: a substituição de 68 km do Oleoduto Paulínia-São Paulo (SP), que consumiu investimento da ordem de R\$ 465 milhões.

Com apoio da Petrobras, a obra foi concluída em 15 meses pela Transpetro, a maior companhia de logística multimodal de petróleo e derivados da América Latina, que opera cerca de 8,5 mil quilômetros de dutos, além de 33 navios e 8 terminais (27 aquaviários e 21 terrestres).

Sua relevância está no fato de ser o duto que liga a Refinaria de Paulínia (Replan), uma das maiores do país, ao Terminal Terrestre de Barueri, assegurando ganhos em termos de segurança, a eficiência operacional.

“O novo duto Opasa representa um marco na infraestrutura de transporte de combustíveis no Brasil. Na última década, não tivemos histórico no país da construção de um duto terrestre similar, com essa extensão e tecnologia. Além de possibilitar a geração de frentes de emprego, a execução de uma obra tão complexa como essa, conduzida por trabalhadores e trabalhadoras da Transpetro, evidencia nossa capacidade técnica única e expertise tecnológica.

A Transpetro está comprometida em ser uma empresa com soluções logísticas cada vez mais eficientes, gerando valor tanto para a sociedade quanto para nossos clientes”, ressaltou o presidente da companhia, Sérgio Bacci.

O novo empreendimento substituiu o duto original por nova estrutura dotada de tecnologias mais avançadas de revestimento e isolamento térmico. A nova condição possibilita ainda ampliar em até 60% a capacidade do oleoduto, de aproximadamente 200 milhões de litros por mês para movimentação de óleo combustível.





Foto: Divulgação

Números do Opasa 16

- Diâmetro: 16 polegadas
- Comprimento total: 99 km
- Origem: Refinaria de Paulínia – Replan (SP)
- Destino: Terminal Terrestre de Barueri (SP)
- Municípios percorridos: 9 (entre Paulínia e Barueri)
- Produto movimentado: Óleo Combustível

Números da obra

- Investimento total: R\$ 465 milhões
- Trecho de duto substituído: 68 km
- Período de execução: 15 meses
- Frentes de serviço simultâneas: 25
- Empregos diretos: 670
- Equipamentos mobilizados: 197
- Tubos substituídos: 5.682 tubos

Rio Pipeline & Logistics 2025



Foto: Divulgação

O novo empreendimento foi um dos destaques na Rio Pipeline & Logistics 2025, realizada em setembro, dois meses depois.

A necessidade de integrar energia e logística foi reiterada no congresso, principal ponto de encontro global do setor de dutos, transporte e logística, realizada entre os dias 9 e 11 de setembro, no Rio de Janeiro,

Organizado pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), o evento atraiu 10.800 participantes - entre executivos, autoridades e especialistas de 29 países. Um crescimento de 32% em relação à última edição, confirmando o reaquecimento dos investimentos em infraestrutura de energia. Com uma área de exposição 43% maior que a edição anterior, o evento reuniu mais de 100 marcas e 3.000 congressistas.



Foto: Divulgação

Roberto Ardenghy, presidente do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP)

organizador do evento - destacou o fato da edição deste ano contemplar o segmento de logística. "Tudo depende da logística e precisamos ter essa visão completa do setor. Por isso, decidimos incorporar o segmento de logística em sua programação, com mais de 50% de área de exposição superior à edição anterior e 30% a mais de inscrições", afirmou.

Na sessão de abertura, que reuniu autoridades do governo federal e estadual, representantes do IBP e executivos das principais empresas do setor de óleo e gás do país, foi anunciado investimentos de até R\$ 29 bilhões no modal dutoviário, e discussões centradas em transição energética, inovação e sustentabilidade como pilares para o futuro.

matéria de capa (continuação)

A importância da conexão de gás no Cone Sul, em especial, do Brasil com o campo de Vaca Muerta, na Argentina, e a ampliação da malha de dutos na região Centro-Oeste, com a expansão da produção de biocombustíveis, também ganharam destaque.

Investimento em segurança

No painel CEO Talks, o presidente da Transpetro, Sérgio Bacci, detalhou os planos de expansão da companhia que alia fortes investimentos em tecnologia para combater o roubo de combustíveis, expansão da frota naval e iniciativas de responsabilidade social.

“Temos investido R\$ 100 milhões por ano em tecnologia para evitar furtos, e como resultado a Transpetro reduziu essas ocorrências em 90%”, disse.

De acordo com ele, a Transpetro planeja dobrar sua frota de navios. “Devemos aumentar a frota em 80% nos próximos anos. Teremos no final do mês o resultado do processo de contratação de 8 navios e estamos prestes a lançar um edital para a construção de mais quatro navios em estaleiros brasileiros”, anunciou o executivo.



Foto: Divulgação

Precisamos criar uma demanda de longo prazo, de pelo menos 20 anos, para seguir com o desenvolvimento constante e perene gerando empregos e renda no Brasil”, conclui o presidente da Transpetro.

Já no painel "Panorama dos Investimentos em Infraestrutura de Dutos e Logística no Setor de O&G no Brasil”, o IBP apresentou um estudo que

mapeou a destinação dos recursos captados por meio de debêntures incentivadas com o setor de óleo e gás em 2024.

O levantamento registrou um volume de R\$ 26 bilhões em 33 ativos, sendo a maior parte em infraestrutura de dutos e no processamento de gás natural. Já o setor de transporte e logística atraiu R\$ 104 bilhões em 159 ativos.



Foto: Divulgação

TAG lança plataforma com operações diárias de compra e venda de gás

No CEO Talks, Tomaz Guadagnin, CEO da Transportadora Associada de Gás (TAG), destacou o papel estratégico do gás natural para o Brasil e anunciou um novo produto da empresa.

Em parceria com a S&P Global Platts, a TAG lançou uma plataforma que divulga diariamente as operações de compra e venda de gás. “Passaremos a disponibilizar diariamente o preço do gás comercializado, dando mais transparência aos nossos clientes”, afirmou o Guadagnin.

O executivo ressaltou que a empresa acompanha o debate sobre redução tarifária, sempre com foco na segurança jurídica e regulatória, contribuindo para a estabilidade do setor e a tomada de decisões. Ele também destacou os benefícios do gás natural, como a flexibilidade e a rapidez no acionamento de usinas térmicas, além do potencial de estocagem de gás, uma prática já consolidada na Europa, mas ainda iniciante no Brasil.

Para garantir a eficiência e a segurança, a TAG investiu R\$1,7 bilhão em manutenção e modernização da malha nos últimos anos. Entre os planos de expansão em estudo estão os projetos Sergipe Águas Profundas e Veredas, este último voltado para aumentar a oferta de gás entre Pernambuco e Ceará.

Logística para operação na Margem Equatorial

Em meio às descobertas na Guiana e no Suriname, a Petrobras destacou o imenso potencial geológico da Margem Equatorial e a robusta estrutura logística necessária diante dos desafios de infraestrutura na região. Jonilton Pessoa, gerente executivo de Exploração da Petrobras, ressaltou as similaridades geológicas com áreas vizinhas de grande sucesso.

A Petrobras aguarda a resposta do Ibama após a realização da Avaliação Pré-Operacional (APO), um extenso simulado de emergência para testar a eficácia de seu plano.

A expectativa da companhia é positiva, considerando que todas as exigências do órgão ambiental foram atendidas, permitindo o início da exploração na região.

Vaney Nascimento da Cunha, gerente executivo de Logística de E&P da Petrobras, detalhou a complexidade da operação, que envolve uma grande mobilização de pessoas e equipamentos, incluindo seis embarcações dedicadas, três helicópteros, Centro de Defesa Ambiental e dois centros de atendimento avançado, com equipe técnica disponível 24 horas por dia.

BW Energy conclui financiamento e arrendamento de FPSO

A empresa avançou com seus planos para um campo de petróleo na Bacia de Campos, graças à conclusão do financiamento para a reforma de uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência (FPSO) e um arrendamento de curto prazo de uma plataforma de desenvolvimento.



Foto: Divulgação

Após a decisão final de investimento (FID) tomada em maio de 2025 para o desenvolvimento do campo de Maromba, que visa produzir 500 milhões de barris de petróleo in loco, medidas adicionais foram tomadas para viabilizar este projeto.

Previsto para incluir uma plataforma integrada de perfuração e cabeça de poço (WHP) e um FPSO reformado, o projeto deverá permitir que a BW Energy mais que dobre sua produção líquida total até 2028.

Como resultado, a empresa concluiu uma linha de financiamento de projeto de US\$ 365 milhões, apoiada pela China Export & Credit Insurance Corporation (Sinasure), para financiar a reforma e a realocação da FPSO Maromba, anteriormente conhecida como Polvo.

Além disso, a empresa finalizou um contrato de arrendamento de curto prazo com a Minsheng Financial Leasing (MSFL) para a aquisição da plataforma de desenvolvimento Maromba.

De acordo com a BW Energy, a linha de financiamento do projeto, que foi significativamente superlotada, cobrirá aproximadamente 80% do custo total do projeto FPSO fornecido por um sindicato composto pelo Export-Import Bank of China (CEXIM), Abu Dhabi Commercial Bank (ADCB), Arab Banking Corporation (Bank ABC), National Bank of Fujairah (NBF) e Commercial Bank of Dubai (CBD).

Enquanto a CEXIM, o ADCB e o Banco ABC atuaram como coordenadores principais mandatados, o ADCB e o Banco ABC atuaram como bancos estruturantes, consultivos e de documentação. O Banco ABC também atuou como banco de consultoria técnica.

A linha de crédito, com taxa de juros de SOFR mais margem de 2,8%, é estruturada como um empréstimo de financiamento de projeto com saques progressivos durante o período de construção, seguidos de um período de amortização de 6,5 anos após a conclusão do projeto.

O arrendamento de curto prazo com a MSFL cobre o preço de compra de US\$ 107,5 milhões da plataforma autoelevatória

classe B Super Gorilla da BW Maromba, permitindo que a BW Energy comece os preparativos para o desenvolvimento do campo de Maromba enquanto trabalha com a MSFL para finalizar o financiamento de longo prazo.

A empresa destaca que o contrato de arrendamento atual, estruturado como um afretamento a casco nu com pagamentos apenas de juros, será substituído por um afretamento de longo prazo após a conclusão.

O primeiro óleo do projeto brasileiro está previsto para o final de 2027. A BW Energy prevê uma produção de 60.000 barris de petróleo por dia.

Com capacidade de armazenamento de um milhão de barris, o FPSO Maromba terá capacidade total de líquidos de 100.000 barris por dia, capacidade de produção de petróleo de 65.000 barris por dia e capacidade de tratamento de água de 85.000 barris por dia.

Brice Morlot, CFO da BW Energy, comentou: “O fechamento deste financiamento marca um marco importante no desenvolvimento de Maromba, demonstrando nossa capacidade de garantir financiamento competitivo de longo prazo e construir relacionamentos sólidos com um grupo diversificado de novos credores do Oriente Médio e da Ásia.

“Além disso, isso reflete nossa estratégia de reutilização da infraestrutura de produção existente, o que não apenas reduz os custos gerais de desenvolvimento e a pegada ambiental, mas também permite o acesso a financiamento econômico baseado em ECA.”

Os 5ds do descomissionamento offshore

por Mauro José Destri

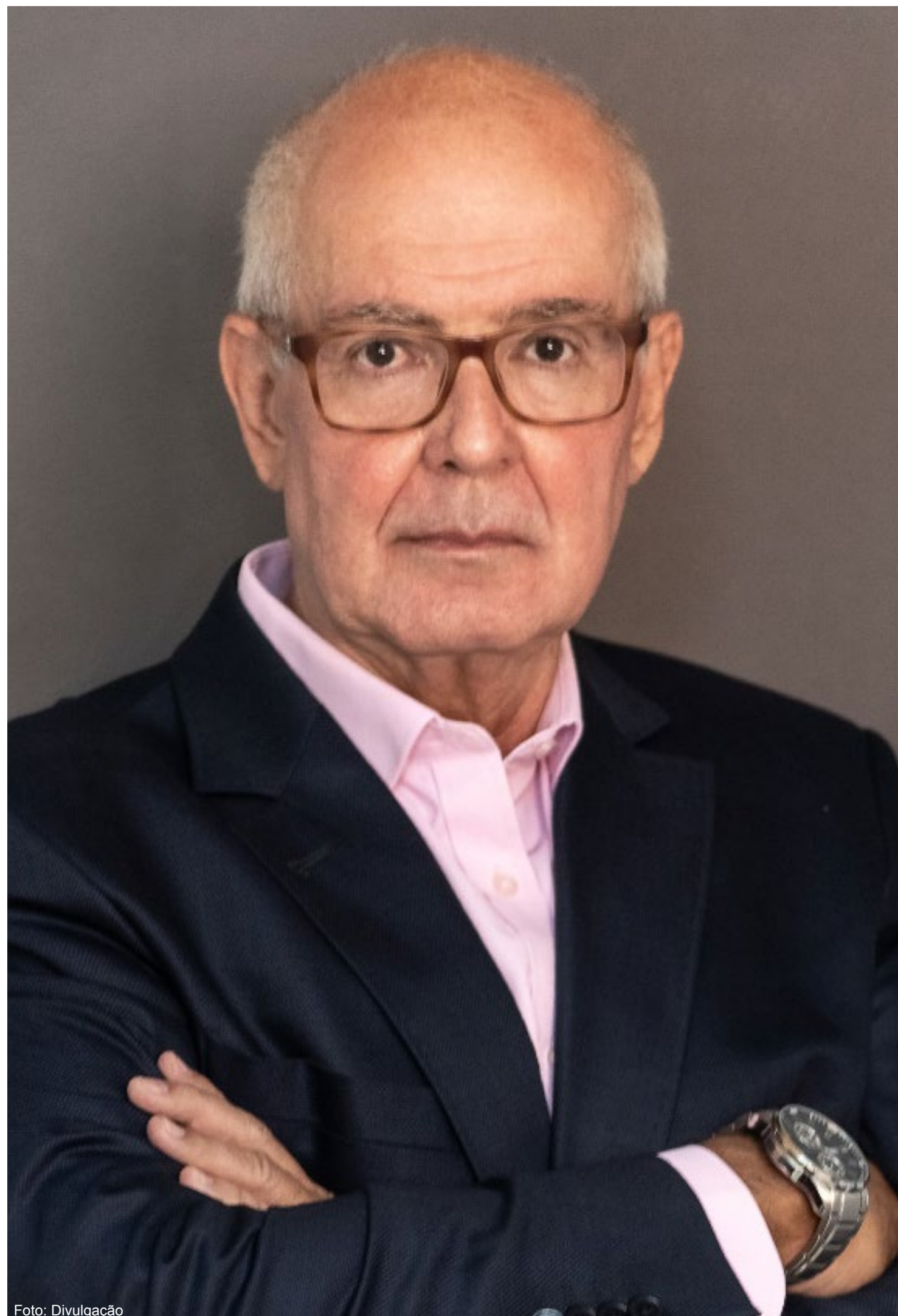


Foto: Divulgação

O descomissionamento de ativos offshore no Brasil tornou-se um tema central no setor de óleo e gás, tanto pela dimensão dos investimentos envolvidos — estimados em dezenas de bilhões de reais — quanto pela relevância ambiental e social do processo.

Para dar clareza e sistematização, consolidou-se a metodologia dos 5Ds: Desativar, Descomissionar, Desmantelar, Disposição e Descarte. Cada uma dessas fases constitui não apenas um passo técnico, mas também um elo estratégico que conecta obrigações regulatórias, economia circular e Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS).

Os 5Ds no ciclo de vida offshore

Desativar - O ponto de partida é o fechamento seguro dos poços, a inertização de sistemas e o flushing de linhas até atingir 15 ppm de óleos e graxas (TOG), conforme Resolução CONAMA nº 430/2011 e RANP 817/2020. Trata-se de uma etapa crítica, que prepara o terreno para a desconexão segura e o abandono definitivo.

Descomissionar - Concentra-se as operações de desconexão: retirada de linhas, dutos, umbilicais e da Árvore de Natal Molhada (ANM), em conformidade com o Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP) e o Sistema de Gerenciamento de Segurança e Saúde (SGSS). O objetivo é preservar a integridade dos poços e assegurar que não haja riscos de vazamentos subsequentes.

Desmantelar - É a fase mais complexa e custosa, envolvendo corte, içamento e fragmentação de topsides, módulos e estruturas submarinas. Essa etapa demanda infraestrutura portuária robusta, embarcações heavy-lift e cuidados específicos com NORM (materiais radioativos de ocorrência natural), asbestos e resíduos perigosos.

No Brasil, exemplos emblemáticos já começam a surgir na Bacia de Campos, enquanto no exterior se destacam projetos como Brent Delta (Reino Unido) e Frigg (Noruega).

Disposição - Os materiais e equipamentos retirados seguem para diferentes destinos: reciclagem de metais, reutilização de equipamentos, venda no mercado secundário e, quando inevitável, descarte seguro. Essa fase está diretamente conectada ao ODS 12 – Consumo e Produção Responsáveis, pois busca maximizar o reuso e minimizar a geração de resíduos.

Descarte - Por fim, materiais sem possibilidade de reaproveitamento são destinados a aterros industriais classe I, incineração controlada ou outras técnicas licenciadas. Essa etapa exige conformidade com a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), a Convenção de Basileia e normas ABNT (NBR 10004). O desafio é reduzir ao mínimo possível o volume encaminhado para aterros, priorizando sempre a circularidade.



Foto: Divulgação

Economia circular e oportunidades de valor

O descomissionamento de ativos offshore não deve ser tratado apenas como uma obrigação regulatória, mas como uma oportunidade estratégica de transformar passivos em ativos econômicos. A aplicação dos princípios de economia circular pode redesenhar a forma como a indústria lida com resíduos, equipamentos e materiais, gerando novos ciclos de vida produtivos.

Essa visão estratégica ganha ainda mais força quando observamos os recursos que serão mobilizados para essa agenda. No período de 2025 a 2029, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) projeta R\$ 70,2 bilhões em descomissionamento.

Desse montante, R\$ 67,47 bilhões concentram-se no ambiente marítimo, com foco em abandono permanente, remoção de linhas e desmobilização de Unidades Estacionárias de Produção (UEP), destacando-se as bacias de Campos (R\$ 47 bilhões) e Sergipe (R\$ 9 bilhões).

Em terra, os investimentos somam R\$ 2,58 bilhões, voltados sobretudo ao abandono permanente e à recuperação ambiental, principalmente nas bacias Potiguar (R\$ 1,0 bilhão) e do Recôncavo (R\$ 0,8 bilhão). No recorte temporal, o pico no mar está projetado para 2029 (R\$ 17,2 bilhões), enquanto, em terra, o ápice ocorre em 2026 (R\$ 2,12 bilhões).

Diante desses valores expressivos e da complexidade das operações, torna-se crucial traduzir o conceito de circularidade em ações concretas. A seguir, alguns exemplos estruturados de práticas circulares no descomissionamento:

- Reciclagem de metais em larga escala: Estruturas de aço e cobre retiradas de plataformas podem ser reprocessadas e reinseridas na indústria siderúrgica e de manufatura, reduzindo a demanda por extração mineral e diminuindo a

pegada de carbono.

- Reutilização de equipamentos e componentes: Bombas, válvulas, cabos e painéis elétricos podem ser recondicionados e empregados em novas operações de O&G ou em outros setores industriais, prolongando sua vida útil e reduzindo custos de aquisição.
- Mercado secundário de peças e materiais: Partes ainda em bom estado podem ser comercializadas no mercado internacional, fomentando uma cadeia global de reuso e garantindo receita adicional às operadoras.
- Aproveitamento energético de resíduos: Resíduos orgânicos e óleos contaminados podem ser tratados em processos de Waste to Energy (WtE), gerando eletricidade ou calor industrial, substituindo fontes fósseis e agregando sustentabilidade.
- Pesquisa e inovação em subprodutos: Materiais como o coral-sol removido de cascos e linhas têm sido estudados para aproveitamento como insumo agrícola (adubo rico em cálcio) ou em materiais de construção, abrindo novos nichos de economia circular.
- Clusters portuários como hubs circulares: Os portos de desmantelamento podem evoluir para polos de circularidade, concentrando atividades de triagem, reciclagem, recondicionamento e pesquisa em inovação, gerando emprego e movimentando economias locais.

O ciclo dos 5Ds reforça que o descomissionamento é um processo multidimensional, que integra segurança operacional, conformidade regulatória, inovação tecnológica e responsabilidade socioambiental.

No Brasil, a oportunidade está não apenas em gerir o passivo das plataformas, mas em transformar desafios em legados — criando empregos, movimentando a indústria portuária e alinhando-se à agenda global de sustentabilidade.

Lista de Siglas

ANM – Árvore de Natal Molhada
ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CNEN – Comissão Nacional de Energia Nuclear
CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente
NORM – Naturally Occurring Radioactive Material
ODS – Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
PNRS – Política Nacional de Resíduos Sólidos
SGIP – Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços
SGSS – Sistema de Gerenciamento de Segurança e Saúde

Referências

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Resolução nº 817/2020.
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Resolução nº 854/2021.
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de E&P – Investimentos Previstos para o Descomissionamento. Rio de Janeiro, 2024.

CONAMA. Resolução nº 430/2011.
BRASIL. Constituição Federal, art. 225.
ONU. Agenda 2030 – Objetivos de Desenvolvimento Sustentável.
DESTRI, M. Os 5Ds do Descomissionamento. Rio de Janeiro: Engeman, 2024.

FGV Energia. Formação Executiva em Descomissionamento. Rio de Janeiro, 2025.
SHELL. Brent Field Decommissioning Report. Londres, 2017.
EQUINOR. Frigg Decommissioning Project. Stavanger, 2019.

Mauro Destri é Diretor do CT de Descomissionamento da SPE Brasil. O artigo foi escrito com apoio de Ianna Cabral, mestre em Engenharia Química.

Sensor desenvolvido na Unicamp e UnB avança em testes internacionais e pode virar produto para a indústria de petróleo

Dispositivo não-invasivo mede, a partir da vibração de dutos, a proporção entre gás e líquido na composição do escoamento — informação estratégica para otimizar operações, reduzir custos e aumentar a segurança na indústria de petróleo.



Uma tecnologia desenvolvida em parceria entre a Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), por meio do Centro de Estudos de Energia e Petróleo (CEPETRO), e a Universidade de Brasília (UnB) acaba de dar um salto importante rumo à aplicação industrial.

Trata-se de um sensor não-invasivo capaz de medir, a partir da vibração de dutos, a fração gás-líquido em escoamentos multifásicos — uma informação considerada prioritária pela Petrobras, que encomendou o desenvolvimento da tecnologia para atender a desafios estratégicos de sua operação.

Na prática, a tecnologia permite identificar a proporção de gás e líquido dentro do duto sem instalar equipamentos internos ou interromper o escoamento.

Essa informação é valiosa para diferentes etapas da cadeia do petróleo — da produção em poços e linhas de escoamento, passando pelo transporte em dutos, até processos de refino.

Em todos esses estágios, o conhecimento da fração gás-líquido ajuda a ajustar bombas, otimizar válvulas, aumentar a eficiência energética e reforçar a segurança operacional.

Avanço em TRL — O grande diferencial do projeto é a elevação do nível de prontidão tecnológica (TRL, na sigla em inglês).

“Conseguimos testar a tecnologia em condições inéditas, muito próximas às de uma planta real, chegando a 110 bar de pressão com fluidos diferentes fluidos e vazões elevadas. Isso nos permite sair de um TRL de bancada (3 ou 4) para níveis de 5 ou 6, já em ambiente próximo ao de campo”, explica o professor Marcelo Souza de Castro, diretor do CEPETRO e coordenador do projeto.

Esses ensaios foram conduzidos em parceria com a Expro, empresa de serviços global no ramo de energia, contratada pela Petrobras no âmbito da encomenda tecnológica. A Expro avaliou diferentes tecnologias disponíveis e escolheu a patente desenvolvida na Unicamp, em colaboração com a UnB, para avançar em testes com vistas à sua transformação em produto.

Colaboração científica — Ao longo da pesquisa, diferentes soluções foram exploradas até chegar ao sensor atual, com destaque para uma dissertação de mestrado orientada pelo professor Adriano Todorovic Fabro, da UnB, que resultou em patente depositada no Brasil e nos Estados Unidos.

“O sensor é do tipo clamp-on, instalado por fora do duto, sem necessidade de contato com o fluido, o que representa uma alternativa muito mais segura e menos invasiva do que métodos tradicionais baseados em sondas radioativas”, explica Fabro.

Segundo ele, o trabalho é exemplo de inovação deep tech, em que avanços científicos dão origem direta a soluções tecnológicas. “Foi a primeira vez que mostramos, na literatura, a relação entre a fração de gás-líquido e o comportamento de vibração em dutos. Isso abre caminho para aplicações práticas com grande impacto”, afirma.

Testes e impactos — Os ensaios com o sensor, realizados no National Engineering Laboratory TÜV SÜD, em Glasgow, na Escócia, permitiram validar a tecnologia em condições como as observadas em cenários offshore — com tubulações de até 10 polegadas e pressões muito elevadas — que não poderiam ser reproduzidas no Brasil.

“Os resultados preliminares foram muito animadores e reforçam o interesse da Petrobras e da Expro em avaliar a transformação da pesquisa em produto comercial”, comenta Castro.

petróleo e gás (continuação)

Esse avanço, segundo ele, é decisivo porque mostra que a tecnologia já pode começar a atender às rigorosas normas de segurança e operação exigidas em plataformas de petróleo.

Para os pesquisadores, o projeto representa um marco também no relacionamento entre universidade e indústria.

“No Brasil, ainda temos dificuldade em transformar descobertas acadêmicas em produtos. Atrair o interesse de uma multinacional do porte da Expro mostra a relevância do que estamos desenvolvendo”, destaca Castro.

Fabro complementa: “A universidade desempenha papel essencial em reduzir o risco tecnológico para a indústria, oferecendo soluções inovadoras a partir de pesquisa científica robusta. Nesse caso, conseguimos não apenas gerar artigos e patentes, mas também avançar na direção de aplicações concretas”.

Sobre o CEPETRO: O Centro de Estudos de Energia e Petróleo (CEPETRO) é um centro de pesquisa da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), com mais de 35 anos de história, focado em petróleo, gás, energias renováveis e transição energética. Instalado, atualmente, em cinco prédios com mais de 5 mil metros quadrados de área, possui dez laboratórios próprios e conta com mais de 350 pesquisadores.

Além de executar projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D), o CEPETRO presta serviços técnicos e de consultoria, forma recursos humanos altamente qualificados e promove a disseminação do conhecimento. Seus projetos de P&D são financiados por empresas, fundações e agências governamentais de fomento à pesquisa.

O CEPETRO é um dos maiores captadores de recursos via cláusula de PD&I da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).



Foto: Divulgação

Shell, Galp e Petrobras se unem em bloco de exploração africano

Parceiros em um consórcio composto por três gigantes — a Shell do Reino Unido, a Petrobras do Brasil e a Galp de Portugal — estão unindo forças em um bloco localizado na costa de São Tomé e Príncipe, na África.

Os parceiros colaborarão no que a Galp descreve como um bloco exploratório em estágio inicial, o Bloco 4. Com 30% de participação, a Shell será a operadora do ativo, enquanto a Galp e a Petrobras deterão 27,5% cada. Os 15% restantes pertencem à Agência Nacional do Petróleo de São Tomé e Príncipe (ANP-STP).

A Galp divulgou ter firmado um acordo de farm-in com a KE STP Company BV, afiliada da Shell, como um compromisso financeiro limitado pela sua participação de 27,5% no bloco.

A empresa portuguesa também é operadora de dois blocos no país, o Bloco 6 (45%) e o Bloco 12 (41,2%), e detém uma participação de 20% no Bloco 11.

A Galp também atua mais ao sul da África, mais especificamente na Namíbia. Há alguns meses, óleo leve e condensado de gás foram descobertos no quinto poço do segundo programa de exploração e avaliação na Bacia de Orange.

Em comunicado à parte, a Petrobras afirmou que a transação diversificará seu portfólio e impulsionará suas operações de exploração na África.

Após anos de ausência, a petrolífera brasileira retornou a São Tomé e Príncipe em fevereiro de 2024, quando adquiriu 45% de participação nos Blocos 10 e 13 e 25% no Bloco 11, todos operados pela Shell.

A empresa vê a exploração de novas fronteiras e as operações de parceria como uma forma de reabastecer as

reservas de petróleo e gás. Portanto, o acordo estaria alinhado com sua estratégia de longo prazo e com o Plano Estratégico 2025-2029. Enquanto isso, a operadora dos novos blocos, a Shell, tem estado bastante ocupada este mês.

Além de garantir um acordo de fornecimento de gás natural liquefeito (GNL) com a italiana Edison, a gigante britânica nomeou Neil McCulloch como CEO da Adura, sua joint venture com a Equinor.



Foto: Divulgação

Petrobras conclui licitação de operação e manutenção para retomada das FAFENs Bahia e Sergipe

Companhia assinou contrato com a empresa Engeman que vai gerar cerca de 800 empregos diretos e indiretos para atender as duas fábricas e os terminais de amônia e ureia do Porto de Aratu. Retorno da operação está previsto para até o fim do ano.

A Petrobras concluiu a licitação para contratação de serviços de operação e manutenção das Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados da Bahia e Sergipe (FAFEN-BA e FAFEN-SE).

A companhia assinou, no último dia 12/09, no Rio de Janeiro, contrato com a empresa Engeman para retomada das atividades das unidades localizadas em Camaçari (BA) e Laranjeiras (SE). O retorno das operações está previsto para acontecer até o final deste ano.

O contrato O&M (Operação e Manutenção) terá duração de até cinco anos e representa mais um importante marco na retomada da Petrobras ao setor de fertilizantes, desta vez na região Nordeste. A previsão é que a posse para a Petrobras seja restabelecida no mês que vem, prazo no qual a Unigel desmobilizará suas equipes e realizará demais processos do encerramento do arrendamento.

O contrato vai gerar cerca de 800 empregos diretos e indiretos para atender as duas fábricas (com priorização da mão de obra local), reforçando o compromisso da Petrobras com o desenvolvimento da cadeia produtiva nacional.

Na FAFEN-BA serão produzidas amônia, ureia perolada e ARLA-32, em contrato que ainda inclui a operação dos Terminais Marítimos de Amônia e Ureia no Porto de Aratu, em Candeias, na Bahia. Já na FAFEN-SE serão produzidas amônia, ureia perolada e ureia granulada.



Foto: Divulgação

Bermo Válvulas e Equipamentos recebe representantes de 11 países da América Latina e segue os planos de expansão

Encontro ocorreu na sede da empresa, em Blumenau (SC). A expectativa é crescer mais 40% no mercado latino americano ainda neste ano.



Foto: Divulgação

A Bermo Válvulas e Equipamentos Industriais Ltda, empresa brasileira adquirida em 2016 pelo grupo alemão ARI-Armaturen, deu mais um passo importante para o processo de expansão no mercado latinoamericano.

Responsável pela comercialização dos produtos do grupo nos países da América Latina (operação que antes ocorria diretamente da Alemanha) desde 2023, a Bermo reuniu recentemente distribuidores de 11 países para o primeiro “Encontro Técnico Comercial Latam 2025”, que ocorreu na matriz, em Blumenau (SC).

Estiveram presentes representantes da Argentina, Uruguai, Chile, Colômbia, Perú, Bolívia, Equador, Honduras, Costa Rica, República Dominicana e El Salvador.

O encontro faz parte da estratégia da empresa de ocupar uma fatia cada vez maior do mercado de válvulas industriais e soluções térmicas na América Latina. Neste ano, a projeção é de um incremento de 40% na região. “Há dois anos temos trabalhado no desenvolvimento dessas parcerias.

E agora, pudemos estreitar os laços, com a certeza de que a América Latina é uma região vibrante, cheia de oportunidades de crescimento. Estamos prontos para investir, apoiar e crescer junto com cada um dos nossos distribuidores”, afirma o CEO da Bermo/ARI-Armaturen, Bernd Otto Bubeck.

Segundo o diretor de Marketing da companhia, Bruno Abreu, o evento teve o objetivo de treinar os distribuidores, além de informá-los sobre estratégias comerciais. Foram tratados temas como o atual portfólio da ARI Armaturen (válvulas, purgadores, bombas e filtros) e novos projetos, como tecnologias que virão em diferentes tipos de válvulas.

“Nossos produtos estão alinhados cada vez mais com a tecnologia da indústria 4.0. Não só os produtos fabricados na Alemanha, mas também os produzidos no Brasil, que são exclusividade da Bermo:

Trocadores de calor, válvulas de descarga de fundo, resfriadores de amostra, visores de fluxo, bombas de condensado, pasteurizadores alimentícios, sistemas de filtração, equipamentos para economia de combustível na geração de vapor, entre outros”, aponta Abreu.

Além dos dois dias de encontro técnico, três empresas permaneceram mais três dias na fábrica, para serem certificadas como assistências técnicas autorizadas ARI-Armaturen em Costa Rica, Peru e Colômbia. Atualmente, o grupo já conta com assistências no Chile, República Dominicana, Equador, Honduras, Bolívia e Argentina. “Como fabricante alemão, temos orgulho em oferecer produtos de qualidade, confiabilidade e tecnologia de ponta.

Mas sabemos que o verdadeiro sucesso nasce da combinação entre inovação global e a proximidade local, que apenas parceiros dedicados podem oferecer”, ressalta Thomas Eschen, gerente territorial de Vendas, da matriz na Alemanha, que também participou do encontro.

Nova fábrica

Para atender esse mercado em expansão, a Bermo está investindo em uma nova fábrica, que deve ser inaugurada no início de 2027. Em 2023, a empresa adquiriu um novo terreno na cidade de Blumenau, para ampliação de seu parque fabril, sendo o maior terreno já adquirido pelo Grupo ARI Armaturen fora da Alemanha. A nova planta contará com um investimento de R\$ 80 milhões.

Há 52 anos no mercado, a Bermo conta com quase 170 funcionários, 12 filiais de vendas e engenharia em todo o território nacional Brasileiro, e filiais de vendas na Argentina e Colômbia, a empresa já atingiu o patamar de maior provedor de componentes e acessórios para área de vapor no mercado brasileiro, em termos de faturamento.

Projeto de Monitoramento de Praias da Bacia de Santos completa dez anos

A ecutado pela Petrobras, projeto envolve aproximadamente 600 profissionais em trecho de 1.500 Km, que vai de Laguna (SC) até Saquarema (RJ).



A maior bacia sedimentar marítima brasileira tem feito história. E não estamos falando só da produção de óleo e gás. O Projeto de Monitoramento de Praias da Bacia de Santos (PMP-BS), que acaba de completar dez anos, tornou-se referência em monitoramento da biodiversidade.

Executado pela Petrobras no escopo do licenciamento ambiental federal, conduzido pelo Ibama, o projeto realiza um trabalho diário e minucioso que envolve diversas instituições e aproximadamente 600 profissionais, no trecho do litoral que vai desde Laguna (SC) até Saquarema (RJ), em um total de 1.500 km de costa.

“Com as ações do projeto, aprofundamos o conhecimento sobre a nossa biodiversidade com informações que se tornaram insumos para a companhia, para a academia, para políticas públicas e para as comunidades”, conta o gerente de Gestão Ambiental para a área de Exploração e Produção da Petrobras, Guilherme Senna. “Implementar um projeto desta dimensão representa o desafio de integrar ciência, gestão

ambiental e logística em larga escala ao longo de uma extensa faixa costeira, com características geográficas diversas”, avalia.

Monitoramento, resgates, atendimentos veterinários e análises

Os números do PMP-BS evidenciam a abrangência da iniciativa.

Ao longo de dez anos, os profissionais responsáveis pelo monitoramento de praias percorreram mais de 3,2 milhões de quilômetros. Nesse período, foram registradas 183 mil ocorrências, das quais aproximadamente 24.000 animais foram encontrados vivos, porém debilitados. Esses animais foram encaminhados para reabilitação, possibilitando a devolução de mais de 5.500 indivíduos à natureza.

Já os animais encontrados mortos, quando em condições adequadas, são submetidos à necropsia, procedimento realizado por médicos veterinários com o objetivo de identificar as possíveis causas da morte. Essa análise contribui significativamente para a compreensão dos impactos ambientais que afetam a fauna marinha.

Para dar suporte a essas ações, o PMP-BS conta com 17 instalações da rede de atendimento veterinário, que recebem tanto os animais vivos debilitados, para reabilitação, quanto as carcaças destinadas às necropsias.

Quais são os animais marinhos “campeões” do PMP-BS?

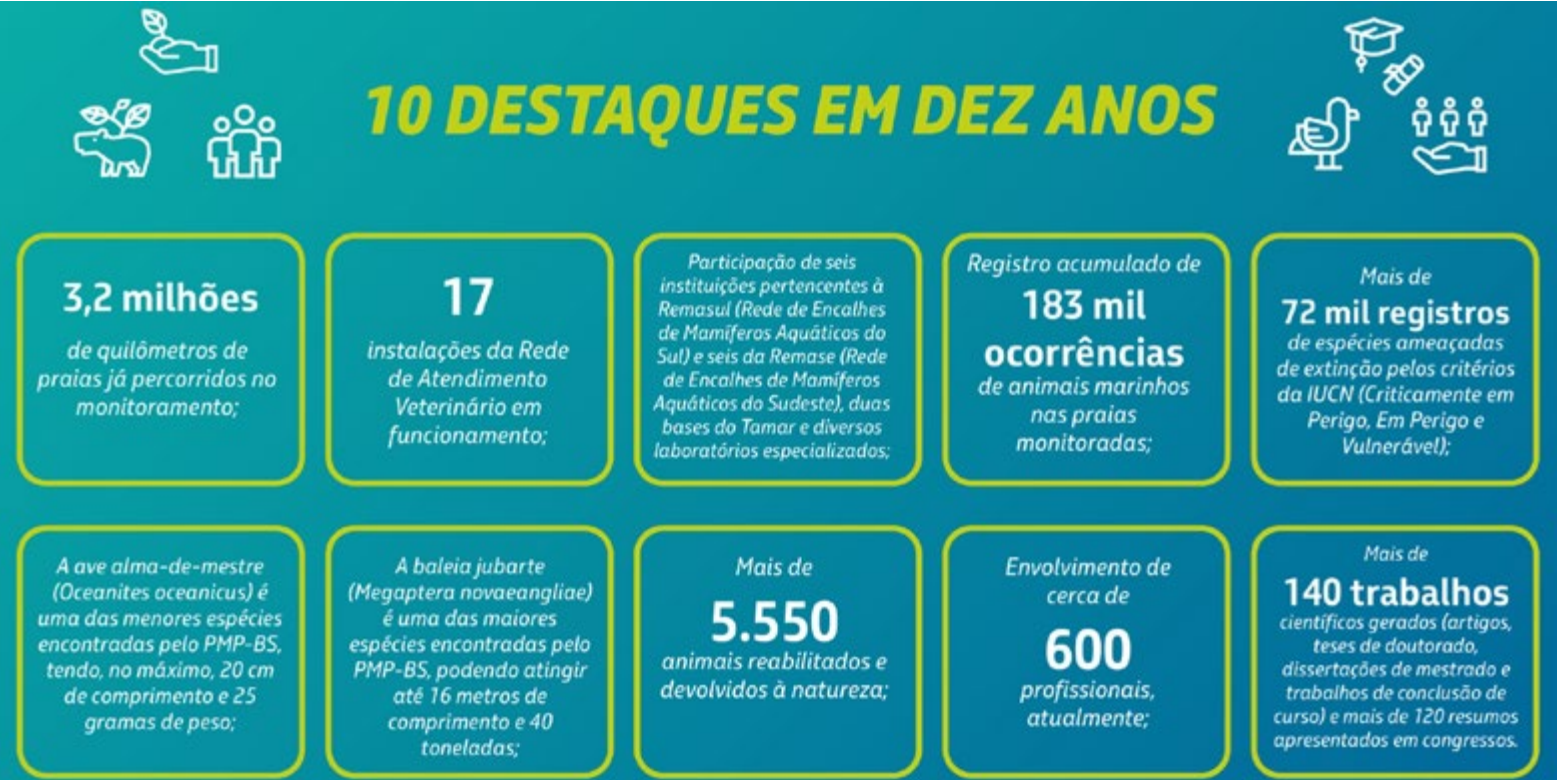
No ranking das aparições registradas pelo PMP-BS, o “campeão” é o pinguim-de-magalhães, com 63.552 animais, seguido da tartaruga-verde (52.652), bobo-pequeno (8.506), tartaruga-cabeçuda (8.156), gaivotão (7.785), atobá-pardo (7.415) e da toninha (5.612).

Transformando dados em ciência

Ao longo desta década, o PMP-BS se consolidou como uma ferramenta para o conhecimento e a proteção da fauna marinha, reunindo uma grande base que transforma dados em ciência. As informações têm sido usadas para a elaboração de estudos científicos e estratégias de conservação, apoio a políticas públicas, pesquisas acadêmicas e educação ambiental em comunidades litorâneas.

A partir dos dados obtidos, foram produzidos 81 artigos científicos, dez teses de doutorado, 29 dissertações de mestrado, 26 trabalhos de conclusão de curso, 127 resumos em congressos, além de fornecer subsídios para planos de ação nacional de conservação de espécies ameaçadas de extinção.

Além disso, as ações de educação ambiental do PMP-BS também atingiram milhares de pessoas, com a realização de palestras em escolas, capacitações, conscientização de turistas e diálogos com moradores das cidades litorâneas e instituições locais, reforçando a inserção local do projeto.



Petrobras produz SAF com conteúdo renovável na Revap

Teste realizado na refinaria é marco para a produção de combustível que reduz emissões do setor aéreo.



Foto: Divulgação

Na primeira semana de setembro, a Refinaria Henrique Lage (Revap) da Petrobras, em São José dos Campos (SP), realizou testes para a produção de SAF a partir do coprocessamento de óleo vegetal em mistura com correntes tradicionais de petróleo. O combustível sustentável de aviação, também conhecido como SAF (Sustainable Aviation Fuel), pode substituir diretamente o querosene convencional sem

necessidade de modificações nas aeronaves ou na infraestrutura de abastecimento. Isso o torna uma solução prática e imediata para reduzir as emissões do setor aéreo.

Durante o teste na Revap, foi misturado óleo vegetal ao processo tradicional de produção do querosene de aviação (QAV). O teor de óleo vegetal no produto atingiu o patamar de até 1,2%, um marco

fundamental na produção de combustíveis mais sustentáveis para a aviação. De acordo com o gerente geral da Revap, Alexandre Coelho Cavalcanti, “trata-se de uma abordagem de menor investimento para a produção de combustíveis com conteúdo renovável, pois utiliza os ativos existentes”, avalia.

A consolidação da rota tecnológica de produção de SAF por coprocessamento é especialmente relevante para o mercado, considerando as futuras exigências do setor. A partir de 2027, as companhias aéreas no Brasil deverão começar a usar, obrigatoriamente, esse tipo de combustível, com base na Lei do Combustível do Futuro e da fase obrigatória do CORSIA, que é o programa da Organização da Aviação Civil Internacional (OACI) para redução e compensação de emissões de CO₂ provenientes dos voos internacionais.

Compromisso com a transição energética justa no setor

Segundo o diretor de Processos Industriais e Produtos da Petrobras, William França, o avanço representa um marco tecnológico para a Petrobras e um passo importante para o Brasil no cenário global de combate às mudanças climáticas.

“A iniciativa demonstra o compromisso da Petrobras com a inovação e a sustentabilidade, preparando-se para atender às demandas futuras de um setor aéreo mais sustentável”, disse o diretor.

Recentemente, a Refinaria Duque de Caxias (Reduc), no Rio de Janeiro, obteve a autorização da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para incorporar até 1,2% de matéria-prima renovável na produção de SAF. A previsão é que, a partir dos próximos meses, a refinaria inicie a produção para comercializar.

Tenaris fornecerá tubos e revestimentos para Búzios 11

A Tenaris garantiu o fornecimento de tubos de linha sem costura para risers e flowlines, além dos revestimentos TenarisShawcor para isolamento térmico. “Este projeto destaca nosso compromisso contínuo com o desenvolvimento do Pré-Sal”, disse Renato Catallini, presidente da Tenaris no Brasil, durante o coquetel Rio Pipeline, patrocinado pela Tenaris.

Este será o décimo primeiro módulo do campo de Búzios, localizado a 180 km da costa do Rio de Janeiro, na Bacia de Santos, em lâmina d’água de 2.100 metros. Esta fase prevê a construção de 15 poços conectados a uma embarcação flutuante de produção, armazenamento e transferência (FPSO). O sistema de coleta dependerá exclusivamente de linhas rígidas (risers e flowlines) para produção e injeção.

O contrato inclui o fornecimento de 18 mil toneladas (115 km) de tubos sem costura, a serem produzidos em Dalmine, o centro de fabricação da Tenaris na Itália. Além disso, 112 km de tubos serão isolados com os revestimentos TenarisShawcor Marine Sintático de 5 Camadas e Marine Sólido de 5 Camadas, a serem aplicados na Confab, a fábrica da Tenaris em Pindamonhangaba, Brasil. O projeto será fornecido sob o modelo de serviço One Line®, que integra o gerenciamento de projetos para agilizar processos e garantir adaptabilidade às mudanças ao longo da duração do projeto.

“Estamos orgulhosos de, mais uma vez, apoiar o desenvolvimento do campo de Búzios, com base na experiência positiva das fases anteriores. Este prêmio demonstra o valor que entregamos ao integrar nossas tecnologias de produtos com serviços especializados, ao mesmo tempo em que alavancamos nossa capacidade global de fabricação e nossa forte presença local no Brasil”, disse Catallini.



Foto: Divulgação

Foresea desenvolve tecnologia pioneira no mundo para atuar em poços de petróleo em águas rasas

Solução, que será aplicada no navio-sonda Norbe VIII, reduz impactos, aumenta segurança e terá primeiros testes de fábrica neste segundo semestre de 2025.



Foto: Divulgação

A Foresea, empresa líder no setor de perfuração offshore, começou o desenvolvimento de um pacote de tecnologias pioneiro para a intervenção em poços de petróleo em águas rasas, com sondas de grande porte e posicionamento dinâmico.

O objetivo é permitir que navios-sondas projetados para atuar em águas profundas e ultraprofundas também possam operar, com precisão e segurança, em poços localizados a menos de 400 metros de profundidade, reduzindo os esforços sobre cabeças de poços durante as operações.

O projeto é uma parceria com a Petrobras e mescla tecnologias de três fabricantes internacionais.

“Hoje há no Brasil centenas de poços em águas rasas que precisam ser finalizados ou passar por algum tipo de intervenção. Essa tecnologia vem para possibilitar nossa atuação nesses campos, com o mínimo de impacto no leito marinho e o máximo de segurança e precisão”, ressalta o COO da Foresea Heitor Gioppo.

O kick off do projeto ocorreu no primeiro semestre deste ano, quando uma equipe multidisciplinar da Foresea se reuniu com todos os parceiros envolvidos para alinhar as etapas de implementação da tecnologia. A nova solução será aplicada pioneiramente no navio-sonda Norbe VIII, da Foresea, e os primeiros testes de fábrica estão previstos para começar ainda neste segundo semestre de 2025.

O desafio é integrar diferentes tecnologias como a Reactive Flex Joint (da TechnipFMC) — que reduz a sobrecarga na cabeça dos poços — com um dispositivo conhecido como K-BOS (da Kinetic), uma gaveta cisalhante (que pode efetuar cortes) instalada no BOP capaz reduzir drasticamente o tempo de desconexão do poço em caso de necessidade e também eliminar riscos de operações com elementos não cisalháveis em frente ao BOP e o Neosight

(da Stress Engineering) – sistema de riser analysis em tempo real que calcula os círculos de desconexão segura com base em dados também em tempo real de condições ambientais.

Novas Tecnologias são a evolução do BOP Ancorado, outra inovação pioneira no mundo

A solução que está sendo desenvolvida pela Foresea para a Norbe VIII segue a mesma linha de ancoragem de BOP (Blowout Preventer – equipamento de segurança que controla a pressão do poço) usada pioneiramente pela empresa na plataforma semissubmersível Norbe VI.

Essa tecnologia, que recebeu prêmio de reconhecimento internacional na OTC Brasil 2023, possibilita que sondas de posicionamento dinâmico possam atuar em poços de águas rasas sem a necessidade de ancoragem no fundo do mar, de forma mais ágil e com menos impacto ambiental.

“Com a tecnologia que estamos desenvolvendo para a Norbe VIII vamos dar um passo além do BOP ancorado, incorporando novas tecnologias. Com isso será possível que um navio-sonda de posicionamento dinâmico possa permanecer conectado à cabeça de um poço em água rasa com um nível de controle de precisão e segurança que hoje não existe no mundo.

O conjunto contará ainda com sensores de controle integrado em tempo real das condições climáticas e de correnteza”, explica o gerente de inovação da Foresea, Alessandro Pasini, que coordenou a estruturação do projeto.

fornecedores: **produtos/serviços**



End.: Av. Rep. do Chile, 65
- Centro
Cep: 20031-912 Rio de Janeiro RJ
Tel.: 0800 728 9001
(21) 96940-2116 (WhatsApp)
Site: <https://petrobras.com.br/>

Somos uma empresa movida pelo desafio de prover energia que assegure a prosperidade de forma ética, segura e competitiva.

Somos uma sociedade anônima de capital aberto que atua de forma integrada e especializada na indústria de óleo, gás natural e energia.

Somos reconhecidos mundialmente por nossa tecnologia de exploração e produção de petróleo e gás natural em águas ultraprofundas. Entretanto, nossos negócios vão além do alcance do campo e da retirada de petróleo e gás.

Isso implica um longo processo por meio do qual transportamos petróleo e gás para nossas refinarias e unidades de tratamento de gás natural, que devem estar equipadas e em constante evolução para fornecer os melhores produtos.



End.: Av. Estados Unidos, 390
- Ed. Cidade de Salvador
Cep: 40010-020 Salvador BA
Tel.: (71) 98870-5263 (WhatsApp)
e-mail: contato@petroconsult.com.br
e flaviocajazeiras@yahoo.com.br

Fundada em Salvador, em 2011, a Petroconsult começou como Gerente de Operações em todo o Brasil na BCH- ENERGY SERVIÇOS DE PETRÓLEO LTDA. Em seguida trabalhou para a BV-BUREAU VERITAS, Contrato com a Engenharia da PETROBRÁS, de inspeção de recebimento, de toda a sonda, e auditorias documentais de SS,NS , chegadas ao Brasil e já operando no Brasil, conforme requisitos contratuais. Com a ANP, na inspeção e testes de sondas offshore, SGSO e outros. SOMOIL PETROLIFERA ANGOLANA S.A -Inspeção completa da sonda LAND RIGH PANGÉIA – KM. Empresa ENEVA/OLX – Inspeção completa de Sondas LAND RIGH, Na Parnaíba, Fazenda Torrão, para constatação da INTEGRIDADE da sonda e atendimento ao CONTRATO. PETRORIO – Avaliação geral dos Ativos de Produção de FRADES E POLVO A, e Sondas SS, como a PANTANAL, para a verificação da integridade e atendimento ao CONTRATO. SSE do Brasil, Inspeção, Teste, Integridade dos navios NS: DDGKG1, em KAKINADA/INDIA; Do Navio NS CORCOVADO na ESPANHA/ILHAS CANÁRIAS; Navio NS MYKONOS na Espanha/Ilhas Canárias. E demais CLIENTES. O que Fazemos: Comissionamento / Descomissionamento. Conformidade Legal (NR-10; NR-13; ANP-SGSO; SGIP). Vistorias, Inspeções, Auditorias Anuais e Certificações. Consultoria em projetos. Consultoria na Contratação de Sondas, Inspeção e Certificação. Coordenação e fiscalização de obras e reparos. Avaliação do Sistema de Manutenção, implantação e Inspeção, é Integridade. INTEGRIDADE DE ATIVOS. Planejamento, Gerenciamento de Paradas Programadas.



End.: Av. Rep. do Chile, 330 / 33º and,
Torre Oeste - Centro
Cep: 20031-170 Rio de Janeiro RJ
Tel.: 0800 743 5510
e-mail: fale@shell.com
Site: <https://www.shell.com.br/>

Fundada em Londres, em 1897, a Shell começou como uma pequena empresa comercial. Em 1903, ela se uniu a Royal Dutch Petroleum para se tornar uma das maiores empresas de energia do mundo. Hoje, atuamos em 70 países e territórios e empregamos cerca de 92 mil funcionários concentrando nossos esforços em tecnologia e inovação para atender à demanda global por energia de maneira responsável.

A Shell está no Brasil desde 1913. Nosso principal objetivo é responder às necessidades energéticas da sociedade hoje e no futuro, atuando de forma responsável nos âmbitos econômico, ambiental e social. Temos cerca de 900 funcionários. Nossa sede está localizada no Centro do Rio e contamos com uma fábrica de lubrificantes na Ilha do Governador. Uma das maiores empresas do mundo na área de Exploração e Produção, a Shell tem um dos seus maiores desafios tecnológicos no segmento de Upstream. A Shell Brasil foi a primeira empresa privada a produzir petróleo em escala comercial no país, na Bacia de Campos, após a abertura do mercado. Em Águas Profundas, temos 31 contratos com o governo brasileiro, sendo operadores em 21 destes projetos. A Shell Brasil está presente nas Bacias de Campos, Santos, Barreirinhas e Potiguar, com participação em 21 blocos exploratórios no país.



End.: Rua Sorocaba, 231 -Apto 307
- BLC 01 - Botafogo
Cep: 22271-110 Rio de Janeiro SP
Tel.: (21) 99819-0974
e-mail: irosas@onislineblind.com
Site: <https://www.onislineblind.com>

Em 1979, a nossa empresa foi fundada por Edmond Onis quem inventou o nosso primeiro obturador de ação rápida para isolamento absoluto, como solução para uma empresa petroquímica em Berre l'Etang, França.

A invenção foi extremamente bem sucedida, pois permitiu aos operadores isolar equipamentos de forma mais segura e em pouquíssimo tempo, em comparação com os equipamentos convencionais utilizados para realizar a mesma operação.

Há mais de 40 anos, a ONIS tem otimizado o seu produto para oferecer soluções customizadas a mais de 450 plantas em todo o mundo. Desde 1979, estamos fornecendo aos clientes soluções inovadoras para realizar o isolamento absoluto de tubulações de processos, conseguindo assim preservar os equipamentos de maneira rápida e mais segura!

[CLIQUE AQUI](#) e obtenha nossa apresentação completa em PDF.



End.: Praia de Botafogo 300 - 7º and,
Botafogo
Cep: 22250-040 Rio de Janeiro RJ
Tel.: (21) 2559-7000
e-mail: contato@repsolsinopec.com.br
Site: <https://www.repsolsinopec.com.br/>

Somos pioneiros na abertura do mercado e na exploração no pré-sal brasileiro e atualmente, somos uma das empresas que mais produzem petróleo e gás no Brasil.

Somos uma Companhia brasileira de exploração e produção de petróleo e gás e somos parte do Grupo Repsol.

Ocupamos posição estratégica nas áreas de maior potencial do pré-sal brasileiro com atividades nas Bacias de Santos e Campos. Nossa carteira de ativos inclui três campos produtivos, Albacora Leste, Sapinhoá e Lapa e blocos exploratórios de grande potencial.

Começamos nossas atividades no Brasil em 1997, importando, comercializando e distribuindo, diretamente, óleos básicos e produtos petroquímicos. E em 2010, reestruturamos o nosso portfólio de ativos e focamos nossas atividades em upstream. No mesmo ano, fomos a empresa estrangeira privada que mais investiu em Exploração no país.



End.: Rua Lauro Müller, 116 - Sala 3001
- Parte - Botafogo
Cep: 22290-160
Rio de Janeiro RJ
Tel.: (21) 2546-7700 / 3433-2000
Site: <https://corporate.exxonmobil.com/>

A ExxonMobil foi a primeira companhia de óleo & gás a se estabelecer no Brasil. Chegamos no país em 17 de janeiro de 1912, quando ainda nos chamávamos Standard Oil Company of Brazil, e desde então mantivemos watividades ininterruptas no país.

Nosso legado conta com a marca Esso e o personagem Tigre dos postos de combustíveis, além do Repórter Esso, que posteriormente deu origem ao Prêmio Esso de Jornalismo, uma das mais conceituadas premiações na história da imprensa brasileira por décadas.

A ExxonMobil teve autorização para se instalar no Brasil, por meio do Decreto do Presidente Hermes da Fonseca assinado a 17 de janeiro de 1912, ainda com o nome de Standard Oil Company of Brazil.

Fomos precursores na distribuição de produtos de petróleo, como a "gazolina" e o "kerozene", vendidos em tambores e latas. Marcamos nossa trajetória de mais de um século no Brasil com muitas iniciativas pioneiras, como a instalação das primeiras bombas de rua; a construção do primeiro vagão-tanque e caminhão-tanque do país; o abastecimento das primeiras aeronaves da aviação comercial brasileira; o programa de notícias que se tornou padrão no Brasil, o "Repórter Esso"; a instituição do Prêmio Esso de Jornalismo - conhecido posteriormente como Prêmio ExxonMobil de Jornalismo, por seis décadas.

fornecedores:

produtos/serviços



End.: Rua Dona Izaurina, 11 -Manguinhos
Cep: 28953-534 -Armação de Búzios-RJ
Tel.: (22) 2623-3006
Celular: (21) 99128-6462/99251-9353
e-mail: vendas@clmsupply.com.br
Site: <https://www.clmsupply.com.br/>

A CLM está a mais de 10 anos no mercado nacional e na indústria de óleo e gás, fornecendo soluções na área de logística, técnica e engenharia. Fornecendo peças mecânicas, elétricas, conexões, válvulas, tubos e todos os acessórios das melhores empresas mundiais.

Temos uma equipe com mais de 25 anos de experiência no mercado de Óleo e Gás.

Nossa Missão: atender nossos clientes com maior valor agregado, através solução / atendimento rápido e inovadora na cadeia de suprimentos e logística com excelente qualidade e alto desempenho.

Valores: Trabalho em equipe, clientes satisfeitos, atender o cliente sempre da melhor maneira para encanta-lo com foco sempre no cliente.

Principais Clientes:



Tecnofire

End.: Av. Itaoca, 660 - Galpão 2
- Bonsucesso
Cep: 21061-020 Rio de Janeiro RJ
Tel.: (21) 3392-07990 / (21) 98664-6407
e-mail: tecnofire@tecnofire.net.br
Site: <https://www.tecnofire.net.br/>

Tecnofire, há 14 anos certificando a segurança em sistemas e equipamentos de combate a incêndio e de salvatagem onshore e offshore, com direção técnica possuindo 40 anos de experiência no mercado. Creditados pelos mais importantes órgãos e classificadores nacionais e internacionais, sendo alguns deles: **Crea-RJ, Inmetro, CBMERJ, ABS, DNV, Lloyd's Register, BV, RINA e ISO: 9001.** Fornecemos produtos, serviços e certificamos um amplo escopo, tais quais:

- | | | |
|--------------------------|-------------------------------|------------------------|
| • Extintores de Incêndio | • Equip. SCBA | • Coletes salva-vidas |
| • Mangueiras de Incêndio | • Máscara de Fuga EEBD | • Puça de Resgate |
| • Sistema de Hidrantes | • Compressor de Ar Respirável | • Arcofil / Arcopan |
| • Mangotes de Transf. | • Lança Retinida Pneumático | • Roupas de Bombeiro |
| • Aplicadores LGE | • Oxigênio Medicinal | • Roupas Prot. Química |
| • Porta Corta Fogo | • Maca Offshore | • Roupas de Imersão |

Sistemas fixos de combate a incêndio: Co2, Wet chemical, Coifa cozinha offshore, LGE, Watermist, FlexiFog, Inergen, Novec, FM200, Oxiacetileno, Pó químico seco, substituição de mangotes de descarga dos sistemas, dentre outros sob consulta.



End.: Rua Catiri, 1.250 - Sala 213
- Bangu
Cep: 21863-005 Rio de Janeiro RJ
Tel.: (21) 3439-7749
e-mail: comercial@rjvip.com.br
Site: <https://www.rjvip.com.br/>

A **RJ VIP** foi fundada em 2019 pelo empresário **Luiz Claudio Saad**. Um profissional com anos de experiência adquiridos em grandes organizações do mercado de logística e transporte. Identificando a necessidade e a ausência de profissionais qualificados neste setor, idealizou uma empresa prestadora de serviços com qualidade internacional e padrão de excelência em atendimento aos clientes.

A frota da **RJ VIP** conta com Carros Executivos, SUV's, Utilitários e Coletivos. Nossos veículos são novos e vistoriados periodicamente. Primamos pela pontualidade e pelo respeito as normas de trânsito. Nossos colaboradores são treinados. Temos motoristas bilíngues e equipe de atendimento em tempo integral. Todas as viagens são monitoradas e cobertas por seguro contra acidentes. Temos experiência em atender empresas do ramo de óleo e gás e offshore. Para quem não pode parar, a **RJ VIP** é a opção ideal e com diferenciais na **SOLUÇÃO PARA A CONDUÇÃO** de seus colaboradores, como foco na qualidade, desempenho e otimização de recursos. Temos como pilares o **CONFORTO, AGILIDADE, RESPONSABILIDADE e SEGURANÇA.**

[CLIQUE AQUI](#) e veja uma breve apresentação da RJ VIP.



End.: Rua Francisco Manoel, 64
- Jabaquara
Cep: 11075-110 Santos SP
Tel.: (13) 3019-1999 / 99721-4433
e-mail: sales@medinship.com
Site: <https://medinship.com/>

A **MEDINSHIP** é uma distribuidora de medicamentos e materiais médico hospitalares sediada na cidade de Santos/SP. Somos especializados no fornecimento para navios, plataformas, enfermarias e ambulatórios médicos. Trabalhamos com total dedicação e responsabilidade que a área necessita ter, priorizando e se destacando pela rapidez e agilidade em nossas entregas. Em nosso estoque dispomos de medicamentos, inclusive os de controle especial, injetáveis, soluções parenterais, produtos saneantes, produtos médicos hospitalares em geral e produtos para resgate.

Na área de navegação nos destacamos por sermos uma das únicas especializadas neste fornecimento no Brasil. Trabalhamos com valores agregados como fazer o fornecimento a bordo das embarcações em todo o Brasil, todos nossos medicamentos são etiquetados em Inglês, com uma longa data de validade, além de farmacêutico qualificado para fazer qualquer substituição por produtos equivalentes brasileiros caso seja necessário. Também possuímos o serviço de inspeção a bordo da enfermaria da embarcação e emitimos o "Medical Chest Certificate".

Quer um orçamento? Conte com um rápido atendimento pelo e-mail sales@medinship.com e os melhores preços do mercado brasileiro.



End.: Estr. Francisco da C. Nunes, 495
- Largo da Batalha
Cep: 24310-340 Niterói RJ
Tel.: (21) 2616-1146 / 2616-3124
e-mail: braumat@braumat.com.br
Site: <https://www.braumat.com.br>

RESINA - O sistema **CHOCKFAST** para alinhamento permanente de compressores e máquinas rotativas consiste de calços de resina epóxi líquida:
- **ORANGE:** Para alinhamentos críticos e de precisão.
- **RED:** Revestimento de alta resistência à compressão;

O que é um calçamento CHOCKFAST?

Chockfast é um composto fluido de resina epóxi que substitui os calços metálicos dispensando usinagem e ajustes manuais.

Chockfast Orange - Linha Naval: [Ficha técnica](#)

Certificados: [ABS](#), [Lloyd's Register](#), [DNV.GL](#), [Bureau Veritas](#)

Boletim Téc.: [Orange 3](#), [Orange 2](#) | [FISQP Resina](#) | [FISQP Hardener](#)

Chockfast Red - Linha Industrial: [Ficha técnica](#) | **Boletim Téc.:**

[6181ChockfastRedSG](#) | [FISQ Resina](#) | [FISQP Hardener](#) | [FISQ Agregado](#)



End.: Rua do Russel 804 - Glória
Cep: 22210-010
Rio de Janeiro RJ
Tel.: (21) 3479-9800
e-mail: contato@equinor.com
Site: <https://www.equinor.com.br/>

A Equinor é uma empresa global de energia, com sede na Noruega e operações em mais de 30 países. No Brasil estamos presentes há mais de duas décadas, desde 2001, com foco em exploração e produção de óleo e gás, e em energias renováveis.

Até 2030, nossos investimentos no país devem alcançar 26 bilhões de dólares, contribuindo com o desenvolvimento do setor de energia e da economia local.

Nosso compromisso com o Brasil é de longo prazo, com um portfólio de óleo e gás diversificado, que inclui licenças em diferentes estágios - tanto em desenvolvimento quanto em produção.

Em renováveis, a primeira planta solar no portfólio global da Equinor está localizada no Ceará: o complexo solar Apodi, operando desde 2018, com capacidade de gerar energia para 200 mil famílias brasileiras. Mendubim, o segundo projeto solar do portfólio da Equinor no Brasil, está sendo construído no Rio Grande do Norte, em parceria com a Scatec e a Hydro Rein.