

Revista digital Oil & Gas Brasil

Ano 2025 . Edição 70. nº 070

- * Projetos premiados priorizam segurança operacional e ambiental
- * O Bacalhau do Brasil é o maior
- * TGS inicia pesquisa na Bacia de Pelotas
- * Seatrium contrata Sulzer
- * Petrobras prorroga contratos para três PLSVs da DOF e da TechnipFMC

Petrobras aposta no crescimento com disciplina em um mercado instável



Entrevista exclusiva



Daniel Werneck,,
Sales Director para as Américas da Cladtek

Brasil é 'motor' da Cladtek"

Plataforma da Petrobras, P-79, deixa estaleiro sul coreano rumo ao Brasil



SOME FISH EVOLVE MUCH FASTER.



GREEN PIN®
CENTREPIECE OF RIGGING.

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

09 petróleo e gás

21 artigo I

25 matéria de capa

31 entrevista exclusiva

Seções:

03 sumário

04 editorial

08 petróleo e gás

09 petróleo e gás

10 petróleo e gás

12 petróleo e gás

14 petróleo e gás

15 petróleo e gás

18 petróleo e gás

23 petróleo e gás

30 petróleo e gás

36 petróleo e gás

41 artigo II

46 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

Entre oportunidades e riscos

O Plano de Negócios 2026-2030 da Petrobras é lançado em um contexto mais desafiador do que o ciclo anterior. Daí a redução no volume de investimentos, de US\$ 111 bilhões para US\$ 109 bilhões, uma vez que a indústria de óleo e gás terá de lidar com variáveis menos favoráveis: a queda nos preços internacionais do petróleo, a pressão crescente por descarbonização e a necessidade de conciliar retorno econômico com compromissos ambientais.

No PN 2026-2030, o E&P é o principal destino dos investimentos, com recursos da ordem de US\$ 78 bilhões (contra US\$ 77 bilhões do plano anterior), com a concentração de mais de 60% desse montante no pré-sal, reforçando a estratégia de explorar reservas de maior produtividade e menor intensidade de carbono.

A curva de produção projetada até 2028 aproxima-se de 3,4 milhões de barris equivalentes de óleo e gás por dia, dos quais aproximadamente 2,7 milhões de barris de petróleo/dia. Serão implantados oito novos sistemas de produção até 2030, sendo que sete já estão contratados.

Além disso, há outros dez projetos previstos a partir de 2030. A Petrobras atua como operadora de todos esses campos, com exceção do Raia, operado pela Equinor.

Esses projetos incluem FPSOs de última geração, com maior eficiência energética e menores emissões, alinhados às metas de descarbonização. Com essa mesma visão, em outubro a Equinor colocou em operação o FPSO Bacalhau, com capacidade de produzir 220 mil barris por dia e armazenar 2 milhões de barris.

Projetado para reduzir emissões por meio de turbinas a gás em ciclo combinado, o Bacalhau simboliza a convergência

entre produtividade e sustentabilidade, valores que também norteiam o PN 2026-2030.

Na cadeia de fornecedores, a expansão da Cladtek demonstra a importância do conteúdo local e da inovação aplicada. Projetos como Búzios 10 e Mero 3 exigem soluções subsea de alta complexidade, e a capacidade da indústria nacional de atender a essas demandas será decisiva para reduzir riscos e custos.

O plano precisa fortalecer essa integração sem perder competitividade internacional. Do ponto de vista regulatório, o regime de concessão segue como instrumento essencial para atrair investimentos, mas a licitação deve equilibrar exigências de conteúdo local com viabilidade econômica.

Cláusulas de reequilíbrio contratual tornam-se ainda mais relevantes diante da volatilidade dos preços e da transição energética, que pode alterar a rentabilidade de projetos de longo prazo.

O desafio é duplo: manter o Brasil como produtor relevante de petróleo e gás e, ao mesmo tempo, preparar as operadoras — como a Petrobras — para um futuro em que o valor estará cada vez mais associado à eficiência, à baixa emissão e à capacidade de adaptação. O Brasil se encontra diante de uma oportunidade histórica: alinhar crescimento econômico, inovação tecnológica e responsabilidade ambiental, posicionando o país como motor da transição energética justa e sustentável.

A editora boa leitura!



Projetos premiados priorizam segurança operacional e ambiental

Tecnologias que vão do poço ao duto e inovações com foco na captura de CO2 e transição energética conquistam o prêmio da ANP em 2025

por Julia Vaz



Seis projetos, três trabalhos acadêmicos e duas personalidades da indústria de óleo e gás foram consagradas na edição 2025 do Prêmio ANP de Inovação Tecnológica, que teve transmissão ao vivo pelo canal da ANP no YouTube no dia 5 de dezembro.

Mais uma vez a Petrobras é destaque nessa premiação que visa distinguir os projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) que representem inovação tecnológica de interesse do setor, com utilização total ou parcial de recursos da Cláusula de PD&I, presente nos contratos de exploração e produção (E&P).

Responsável pelo maior volume desses recursos, em função de sua liderança na produção, a Petrobras é a petrolífera à frente de três projetos além de parceira em um quarto projeto, junto com a Shell, que também lidera outra iniciativa premiada.

A Repsol Sinopec, que embora não seja operadora tem forte participação em projeto de PD&I, também conduz umas das iniciativas que conquistaram a distinção da ANP.

Pela área acadêmica, as parcerias envolvem a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Universidade Federal Fluminense (UFF), Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), Universidade SENAI CIMATEC, as pontifícias universidades católicas do Rio Grande do Sul (PUC-RS) e do Rio de Janeiro (PUC-Rio), a Fundação CERTI e Centro de Estudos e Sistemas Avançados do Recife (CESAR).

Entre as parcerias da indústria há a multinacional Halliburton e duas jovens empresas brasileiras de base tecnológica, a Vidya Technology e a EvcomX, com o projeto Ativo360 – Plataforma digital para gestão visual da integridade de ativos de produção, patrocinada pela Petrobras.



"O Prêmio ANP reafirma a relevância da inovação aberta e das tecnologias digitais no ciclo de vida dos ativos de Óleo e Gás.

Atuar em conjunto com a Petrobras, PUC-Rio, EvcomX, UFF e Fundação Certi nos permite acelerar o desenvolvimento tecnológico que o mercado exige. Para a Vidya, esse prêmio confirma que estamos no caminho certo: criando soluções de ponta para os desafios mais complexos de integridade de ativos," comemora o **CEO e cofundador da Vidya Technology, Otavio Correa.**

Já o campeão na categoria de exploração e produção, o Sistema Totalmente Elétrico de Completação Inteligente em Poço Aberto (Poço Aberto com Completação Inteligente - PACI), projeto campeão patrocinado pela Petrobras e Shell, desenvolvido em parceria com a Halliburton, vem sendo apontado com como uma inovação revolucionária no pré-sal.

Isso porque ele permite controle remoto e monitoramento em tempo real de múltiplas zonas produtoras, sem cimentação tradicional e canhoneio, usando válvulas e atuadores elétricos para maior eficiência, segurança, redução de custos e pegada ambiental, possibilitando a otimização da produção e intervenções mais simples e rápidas.

Nas três categorias PRH-ANP, as premiações foram conquistadas por alunos e pesquisadores de duas universidades nordestinas – a federal do Rio Grande do Norte (UFRN), com um TCC de graduação e artigo científico, e a Universidade Federal Rural do Semi-Árido (Ufersa), com uma dissertação de pós-graduação.



O **diretor-geral da ANP, Artur Watt,** destacou que o prêmio tem se tornado cada vez mais relevante na indústria de petróleo, gás e biocombustíveis. "Ele busca premiar academia, pesquisa e indústria, e integrar isso tudo. Esse é um viés muito forte que buscamos dar no nosso programa de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I)", afirmou.

Prêmio ANP de Inovação Tecnológica (continuação)

A edição de 2025 contemplou seis categorias de projetos de Pesquisa, Desenvolvimento & Inovação (PD&I), três categorias do Programa de Formação de Recursos Humanos da ANP (PRH-ANP) e duas categorias de personalidades do setor. Este ano, foram 118 projetos inscritos nas categorias de projetos de PD&I, bem como 64 trabalhos nas categorias do PRH-ANP.



"Reconhecer e celebrar a inovação é parte essencial da nossa missão como agência reguladora", observou o **diretor técnico da ANP Pietro Mendes**, no encerramento do evento.

"O Prêmio ANP não é apenas uma cerimônia anual – é um símbolo do nosso compromisso permanente com o desenvolvimento científico e tecnológico do setor de energia no Brasil", concluiu.

Vencedores do Prêmio ANP de Inovação Tecnológica 2025, por categoria:

Categoria I - Projetos na área de "Exploração e Produção de Petróleo e Gás"

Título: Sistema Totalmente Elétrico de Completação Inteligente em Poço Aberto
Empresas petrolíferas: Shell, Petrobras
Empresas brasileiras: Halliburton Produtos Ltda; Halliburton Serviços Ltda

Categoria II - Projetos na área de "Transporte, Dutos, Refino e Abastecimento"

Título: Robô para inspeção de tubos de catalisador (CTAs) presentes nos fornos de reforma a vapor
Empresa petrolífera: Petrobras
Instituição: Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)

Categoria III - Projetos na área de "Transição Energética, Energias Renováveis"

Título: BRAVE – Programa Brasileiro para o Desenvolvimento do Agave (Brazilian Agave Development)
Empresa petrolífera: Shell
Instituições: Universidade Estadual de Campinas (Unicamp); Universidade SENAI CIMATEC

Categoria IV - Projetos na área de "Meio Ambiente e Redução de Impactos Ambientais"

Título: Projeto DAC.SI – Implementação de Infraestrutura Nacional e Centro de Competência em PD&I para Testes e Validação de Tecnologias de Captura Direta de CO2 do Ar (DAC)
Empresa petrolífera: Repsol
Instituição: Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUC-RS)

Categoria V - Projetos na área de "Indústria 4.0 / Transformação Digital / Inteligência Artificial"

Título: Ativo360 – Plataforma digital para gestão visual da integridade de ativos de produção
Empresa petrolífera: Petrobras
Empresas brasileiras: Vidya Corrosão Engenharia Ltda; EvcomX
Instituições: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio); Universidade Federal Fluminense (UFF); Fundação CERTI

Categoria VI – Projetos na área de "Adoção Tecnológica"

Título: Digital Twin de Dutos Flexíveis Submarinos
Empresas petrolíferas: Petrobras
Instituições: Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ); Centro de Estudos e Sistemas Avançados do Recife (CESAR)

Categoria PRH-ANP I - "TCC de Graduação"

Título: Avaliação do extrato foliar da moringa oleífera LAM como inibidor de incrustação de carbonato de cálcio
PRH: 55
Instituição: Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA)
Autor: Leticia Costa da Silva

Categoria PRH-ANP II - "Dissertação de Mestrado e Tese de Doutorado"

Título: Produção de Combustíveis Avançados via Descarboxilação Redutiva Catalisada por Cobalto
PRH: 37
Instituição: Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN)
Autor: Elon Fernandes Silva

Prêmio ANP de Inovação Tecnológica (continuação)

Categoria PRH-ANP III - "Artigos Científicos"

Título: Efficient CO2 capture using aminated surfactant in oily and saline formulations

PRH: 26

Instituição: UFRN

Autor: Paulo Henrique Alves de Azevêdo



Personalidade da Academia Leonie Asfora Sarubbo:

Referência nacional em biotecnologia ambiental e processos aplicados à indústria de energia, a professora Leonie Asfora Sarubbo tem mais de duas décadas de atuação em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I). Sua produção tem promovido soluções tecnológicas alinhadas às demandas de sustentabilidade, segurança operacional e eficiência nos segmentos de petróleo e gás, energia e meio ambiente.

É atualmente Bolsista de Produtividade em Pesquisa do CNPq – Nível 1A e membro do Comitê de Assessoramento de Biotecnologia do CNPq. Atua como parecerista de agências como CNPq, CAPES, FINEP e FACEPE, e é membro da Academia Pernambucana de Química. É cofundadora e diretora Acadêmico-Científica do Instituto Avançado de Tecnologia e Inovação (IATI).

Dentre suas principais contribuições ao setor regulado pela ANP, destacam-se o desenvolvimento de biodetergentes e agentes tensoativos biodegradáveis para uso em usinas termelétricas movidas a óleo e na remediação de ambientes contaminados por hidrocarbonetos, bem como do Biogel, um agente biorremediador biodegradável voltado à descontaminação de ecossistemas impactados por vazamentos de petróleo.

Personalidade da Indústria - Sylvia Maria Couto dos Anjos:

Com mais de quatro décadas de experiência na Petrobras, Sylvia Anjos é uma geóloga pioneira. Sua trajetória, desde ser a primeira mulher a trabalhar embarcada até a liderança estratégica em P&D, demonstra um compromisso com a excelência técnica e modernização da indústria.

Em seu papel na diretoria de E&P e como consultora especial da presidência, tem posicionado a Petrobras como parte da solução no cenário global de transição energética. Sob sua liderança, os investimentos em P&D são direcionados não apenas para a exploração tradicional, mas também para o desenvolvimento de tecnologias que pavimentem o caminho para fontes de energia mais limpas. É reconhecida ainda por seu papel como mentora e incentivadora de novos talentos.

Além disso, sua participação em eventos e comitês de inovação, e suas inúmeras publicações nacionais e internacionais, reforçam sua posição como uma referência em sua área.



Prêmio chega à sua 11ª edição

O objetivo do Prêmio ANP de Inovação Tecnológica é reconhecer e distinguir:

- Resultados associados a projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) que representem inovação tecnológica de interesse do setor, desenvolvidos no Brasil por instituições de pesquisa credenciadas pela ANP e/ou empresas brasileiras, em colaboração com empresas petrolíferas, com utilização total ou parcial de recursos da Cláusula de PD&I, presente nos contratos de exploração e produção (E&P);
- Trabalhos de conclusão de curso de graduação, dissertações de mestrado, teses de doutorado e artigos científicos desenvolvidos no âmbito do Programa de Formação de Recursos Humanos da ANP (PRHANP);
- Personalidades da indústria e da academia que tenham gerado contribuições relevantes de PD&I para o setor.

Refinaria no Porto de Suape - PE recebe investimentos de R\$ 8,6 bilhões para obras de expansão

Projeto da Refinaria Abreu e Lima vai elevar a capacidade de produção de barris e aumentar a segurança energética do país; presidente Lula e ministro Silvio Costa Filho participaram do anúncio.



Foto: Divulgação

O presidente Luiz Inácio Lula da Silva e o ministro de Portos e Aeroportos, Silvio Costa Filho, participaram, em Ipojuca (PE), do anúncio de investimentos de R\$ 8,6 bilhões na Refinaria Abreu e Lima (Rnest), instalada no Complexo Industrial Portuário de Suape. A cerimônia marcou mais um passo na integração logística e operacional entre a refinaria e o Porto.

O projeto de expansão da Refinaria Abreu e Lima, principal obra do Novo PAC no Estado, elevará a capacidade de produção para 260 mil barris por dia até 2029 e deverá gerar aproximadamente 30 mil empregos ao longo da construção, em uma ação considerada histórica para Pernambuco.

Durante o evento, o ministro Silvio Costa Filho destacou o papel da Rnest e de Suape no fortalecimento do setor energético.

“A Refinaria Abreu e Lima é uma das mais modernas do Brasil e depende diretamente de Suape para receber petróleo bruto e distribuir seus derivados. Investir aqui é fortalecer a segurança energética do país e garantir novas oportunidades de desenvolvimento para Pernambuco”, afirmou Silvio Costa Filho.

O presidente Lula também ressaltou a importância da integração entre infraestrutura, refino e geração de empregos para o desenvolvimento do país. “A expansão da Rnest e o crescimento de Suape mostram que o Nordeste voltou a ser prioridade.

É extremamente importante que a gente não perca de vista o que está acontecendo no Brasil e em Pernambuco hoje. O que vemos agora confirma a soberania do nosso país e a força da Petrobras, a nossa maior empresa, gerando desenvolvimento, dignidade e benefícios diretos ao povo brasileiro. Quando investimos em energia, logística e indústria, estamos investindo no povo e no futuro do Brasil”, afirmou o presidente.

Os números recentes reforçam essa relevância. Em setembro de 2025, o Porto de Suape movimentou 2,2 milhões de toneladas, alta de 10,33% em relação ao ano anterior. O granel líquido somou 1,4 milhão de toneladas, impulsionado pelo aumento de 84,48% na movimentação de petróleo bruto, diretamente associada às operações da Rnest.

Para Silvio Costa Filho, esses resultados comprovam a força da integração entre porto, refinaria e indústria. “Suape é o coração

logístico da Rnest. Este novo ciclo de investimentos consolida o complexo como um dos principais polos energéticos do país”, afirmou o ministro, destacando ainda que ampliar a capacidade da refinaria para 260 mil barris por dia até 2029 é “uma reparação histórica para Pernambuco”.

Infraestrutura energética

A Petrobras vai investir cerca de R\$ 12 bilhões na conclusão do Trem 2 da Refinaria Abreu e Lima e em atividades de manutenção do Trem 1. As obras devem adicionar 130 mil barris por dia à capacidade de processamento da unidade, que deverá alcançar 260 mil barris diários até 2029, reforçando o conjunto de ações que consolidam Suape como eixo estratégico da infraestrutura e da segurança energética nacional.

A construção do Trem 2 mobiliza atualmente cerca de 5.700 trabalhadores e deve gerar, ao longo do empreendimento, aproximadamente 15 mil postos de trabalho diretos e indiretos.

A ampliação elevará de forma expressiva a produção de derivados, com incremento de 88 mil barris diários de Diesel S-10, além de gasolina, GLP e nafta. O aumento da oferta contribuirá para reduzir a dependência de importações e ampliar a autonomia energética do país.

O projeto segue diretrizes internacionais e incorpora tecnologias de menor impacto ambiental, priorizando confiabilidade operacional, qualidade dos produtos, baixo custo de manutenção, eficiência energética, uso racional de água e elevados padrões de segurança.

O Bacalhau do Brasil é o maior

FPSO Bacalhau, operado pela Equinor no campo de mesmo nome no pré-sal da bacia de Santos, que pode armazenar cerca de 2 milhões de barris de petróleo, é a maior unidade em operação no Brasil com essa capacidade

por Fabiano Reis



Foto: Divulgação

O início da produção no campo de Bacalhau, na bacia de Santos, no dia 15 de outubro, é um momento emblemático na indústria de petróleo no Brasil desde a descoberta do pré-sal.

Não apenas por se tratar de um reservatório gigante, localizado em águas ultraprofundas e com desafios técnicos de classe mundial, mas porque se tornou o primeiro grande projeto do regime de partilha totalmente operado por uma multinacional, a norueguesa Equinor.

O FPSO que iniciou operação no campo é uma unidade de grande porte, com cerca de 370 metros de comprimento e

capacidade para produzir aproximadamente 220 mil barris por dia em seu pico de operação e capacidade de armazenar 2 milhões de barris. Essa unidade — construída e integrada em diferentes estaleiros internacionais — chegou ao Brasil em 2025 após uma longa campanha de comissionamento.

A entrada em operação marcou uma transição importante: inicialmente, a plataforma foi entregue à operação contratual de uma empresa especializada, com a Equinor assumindo progressivamente o controle direto da unidade conforme o cronograma previsto. A complexidade técnica do FPSO, combinada com o alto nível de automação e as exigências de segurança no pré-sal, tornou essa etapa uma das mais sensíveis do projeto.

Aposta no Brasil

Descoberto em 2012, Bacalhau está situado a mais de 2.000 metros de profundidade e apresenta um reservatório carbonático de alta pressão, um tipo de formação geológica que impõe desafios complexos de engenharia, perfuração e integridade de poços.

O consórcio responsável por Bacalhau reúne a Equinor como operadora, com 40% de participação, a ExxonMobil com os mesmos 40% e a Petrogal Brasil — empresa formada pela portuguesa Galp em parceria com a chinesa Sinopec — com os 20% restantes.

Como exige o modelo de partilha, a PPSA atua como gestora do contrato, fiscalizando o cumprimento das regras e garantindo a parcela de óleo da União.

Bacalhau se apresenta como um ativo de longa vida e margem elevada, com potencial para produzir durante décadas e gerar receitas significativas para seus parceiros e para o Estado brasileiro. A projeção de impactos na cadeia produtiva inclui dezenas de milhares de empregos diretos e indiretos ao longo de toda a vida útil do campo, além de contratos com fornecedores de bens e serviços que se estendem por vários estados do país.

A dimensão econômica, porém, convive com a preocupação ambiental — hoje crítica em qualquer empreendimento de grande porte. A Equinor destaca que o FPSO de Bacalhau foi projetado para operar com turbinas a gás em ciclo combinado e sistemas adicionais de eficiência energética, o que deve reduzir a intensidade de carbono por barril produzido.

A promessa é de um projeto mais eficiente em emissões do que a média da indústria, embora especialistas apontem que somente auditorias independentes ao longo do ciclo de operação poderão confirmar esses ganhos.

No campo regulatório, Bacalhau também se tornou objeto de análise. A presença de uma operadora estrangeira liderando um contrato de partilha, embora prevista em lei, tem sido discutida por analistas do setor quanto à governança, transparência e grau de envolvimento da PPSA no acompanhamento diário das operações. Especialistas ressaltam que a longevidade econômica do projeto dependerá do desempenho real na curva de produção, da gestão de custos e da evolução do preço internacional do petróleo — variáveis que podem redefinir o ritmo e o impacto do campo ao longo do tempo.

Fpso Bacalhau – O Gigante do Pré-Sal



O FPSO Bacalhau possui dimensões impressionantes: 370 metros de comprimento e 64 metros de largura, parâmetros que o colocam entre as maiores unidades do tipo em operação no mundo moderno.

A construção foi realizada pela empresa especializada MODEC e o casco utilizado segue o modelo “M350 Hull”, desenvolvido para oferecer maior capacidade de topside (infraestrutura superior), armazenamento ampliado e vida útil prolongada — características fundamentais para operar em um campo de alta complexidade.

A unidade está ancorada por sistema sofisticado de “spread mooring”, fornecido pela subsidiária de MODEC, com cabos e correntes conectados a suction-piles no leito marinho — uma solução de engenharia robusta para águas ultraprofundas.

A lâmina d’água no local ultrapassa os 2.000 metros, o que eleva a complexidade técnica e exige padrões rigorosos de segurança e controle.

Em termos operacionais, o Bacalhau foi projetado para produzir até 220 mil barris de petróleo por dia (bpd) — uma escala significativa que o coloca entre os FPSOs de maior capacidade ativa globalmente.

Além disso, a embarcação dispõe de um sistema de armazenamento de óleo cru com capacidade para aproximadamente 2 milhões de barris, o que garante flexibilidade logística e permite offloading eficiente via navios-tanque shuttle, sem dependência imediata de infraestrutura terrestre.

Outro destaque tecnológico: o Bacalhau é o primeiro FPSO no Brasil equipado com turbinas a gás em ciclo combinado (Combined-Cycle Gas Turbines – CCGT) para geração de energia a bordo. Esse sistema aumenta a eficiência energética da planta, aproveita sobras térmicas e reduz a intensidade de carbono por barril produzido — o consórcio estimou uma emissão de cerca de 9 kg de CO2 por barril, valor significativamente inferior à média tradicional da indústria offshore.

Alta complexidade

O campo Bacalhau possui um reservatório de alta complexidade: trata-se de formações carbonáticas com óleo de boa qualidade (óleo leve), a grandes profundidades, e submetidas a pressões elevadas. A exploração dessas características exige tecnologia de alto padrão na perfuração, completamento de poços, integridade de reservatório e gerenciamento de riscos.

A fase inicial de desenvolvimento (Fase 1) contempla a perfuração de 19 poços, entre produtores e injetores, todos conectados a sistemas submarinos (subsea) — com risers, umbilicais e flow-lines que ligam os poços ao FPSO. A produção será ativada de forma sequencial conforme o ramp-up progride, de modo a garantir estabilidade e eficiência operacional ao longo do tempo.

Essa estrutura submarina integrada, combinada com a profundidade e a pressão do reservatório, torna o Bacalhau um dos projetos

offshore mais complexos do mundo no momento. A operação exige rígido controle técnico, protocolos de segurança elevados e monitoramento contínuo de toda a cadeia.

Promessa de longo prazo

Com reservas recuperáveis estimadas em mais de 1 bilhão de barris de óleo equivalente (boe) na Fase 1, o Campo Bacalhau se perfila como um dos ativos mais valiosos do pré-sal.

A expectativa é de que a plataforma gere um impacto econômico expressivo ao longo de sua vida útil, estimada em cerca de 30 anos. As operadoras mencionam a criação de aproximadamente 50 mil empregos diretos e indiretos ao longo desse período — desde a fase de construção até operações de manutenção, logística, suprimentos e cadeia de serviços associados.

Além disso, a combinação de alta produtividade, escala e eficiência energética coloca Bacalhau em posição estratégica para gerar valor contínuo, mesmo num cenário global cada vez mais sensível a temas ambientais — um dos objetivos declarados pelo consórcio é conciliar desempenho econômico com menor emissão de carbono por barril.



TGS inicia pesquisa na Bacia de Pelotas

Fase I cobrirá 14,8 mil km² distribuídos em 21 blocos de exploração, a maioria dos quais se encontra em áreas não licitadas, que devem ser incluídas nas próximas rodadas de licitação.



Foto: Divulgação

A TGS iniciou, no último sábado (29/11), a pesquisa sísmica marítima 3D na bacia sedimentar de Pelotas, programa Pelotas Norte Fase I, a 96 quilômetros da costa do município de Laguna, em Santa Catarina, entre os municípios de Florianópolis e Palmares do Sul, em profundidade superiores a 200 metros. A área da atividade de pesquisa foi licenciada em outubro, pelo Ibama, e possui autorização da Marinha do Brasil, da Agência Nacional do Petróleo para execução.

A Fase I cobrirá 14,8 mil km² distribuídos em 21 blocos de exploração, a maioria dos quais se encontra em áreas não licitadas, que devem ser incluídas nas próximas rodadas de licitação.

“A atividade de exploração na Bacia de Pelotas Norte está acelerando, com grandes companhias de petróleo aumentando sua presença e compromisso de investimentos exploratório na área.

A pesquisa multi-cliente Pelotas Norte Fase I expande significativamente nossa cobertura sísmica. Ao alavancar nossos recursos avançados de aquisição e experiência em imageamento, esta pesquisa ajudará nossos clientes a entender melhor as estruturas geológicas da bacia e a reduzir o risco das futuras atividades de exploração”, destaca João Correa, country manager da TGS no Brasil.

A pesquisa será realizada pelo navio sísmico Ramform Titan, acompanhado pelas embarcações Ocean Mermaid, C Itajaí e DRS Ipanema. A posição do navio e das embarcações de apoio está sendo informada diariamente para colônias pesqueiras, federações e sindicatos de pescadores da região.

De acordo com o executivo, após o anúncio de duas grandes pesquisas multi-cliente na Margem Equatorial no início do 3º trimestre, a adição de Pelotas Norte Fase I eleva para três o número de embarcações da classe Ramform trabalhando offshore no Brasil pelo restante deste ano e até o próximo (Ramforms Titan, Atlas e Tethys).

Ciência e Biodiversidade

Como contrapartida do licenciamento ambiental conduzido pelo Ibama, além dos programas de mitigação e monitoramento dos impactos ambientais, a pesquisa da TGS na Bacia de Pelotas irá viabilizar um importante estudo acerca da biodiversidade marinha da região. Este estudo integrará análises de organismos da base da

cadeia alimentar (fitoplâncton, zooplâncton, pequenos peixes pelágicos) até os predadores de topo (cetáceos e aves marinhas), juntamente com variáveis oceanográficas e utilizando diversas metodologias de ponta, como telemetria, DNA ambiental, monitoramento por drone, acústica e coletas de amostras.

De acordo com João Correa, juntos, a pesquisa sísmica e o programa biológico constituem o que provavelmente será a maior iniciativa integrada de biodiversidade já realizada na plataforma continental brasileira, combinando a exploração de uma nova fronteira com ciência ambiental robusta e transparente.

“Mais do que um passo técnico, isso representa um progresso estratégico: avançar o conhecimento geológico da Bacia de Pelotas e apoiar a exploração futura, enquanto expandimos nossa compreensão dos ecossistemas marinhos no sul do Brasil.

Este é apenas o começo. Um novo horizonte de exploração está se abrindo”, afirma o executivo.



Foto: Divulgação

Estatal destina mais de R\$ 29 milhões a projetos socioambientais na região da RPBC

Assinatura simbólica dos contratos, que fortalecem geração de renda, educação e conservação ambiental em Cubatão e na Baixada Santista.



Foto: Divulgação

A Petrobras vai investir R\$ 29,3 milhões em três projetos socioambientais na área de abrangência da Refinaria Presidente Bernardes (RPBC), em Cubatão (SP).

A assinatura simbólica das parcerias foi realizada no último dia (18/11), na refinaria, com a presença do gerente executivo de Responsabilidade Social da companhia, José Maria Rangel, e do gerente geral da RPBC, Fernando Tadeu de Castilho.

Selecionados pelo Programa Petrobras Socioambiental, os projetos envolvem iniciativas de empreendedorismo e geração de renda, educação e proteção de crianças e adolescentes e conservação ambiental.

São eles: Economia Sustentável, Trabalho Associado e Participação Social; Transformando o Amanhã; e Guará Vermelho.

Os projetos

Economia Sustentável, Trabalho Associado e Participação Social

Desenvolvido pelo Dieese (Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos), o projeto apoia o empreendedorismo solidário em comunidades de Cubatão, com foco em mulheres, jovens e pescadores. Oferece uma série de oficinas de formação em alimentação, comercialização e artesanato, apoio a novos microempreendimentos, de marketing digital e gestão, além da promoção do fortalecimento de organizações locais.

Serão beneficiados cerca de 200 participantes contínuos, com investimento de R\$ 6,9 milhões ao longo de três anos.

Transformando o Amanhã – direitos e conquistas

Realizado pelo Cenpec (Centro de Estudos e Pesquisas em Educação, Cultura e Ação Comunitária), o projeto atua na proteção e no desenvolvimento de crianças e adolescentes em São José dos Campos e Cubatão (SP) e Sarzedo (MG). Oferece oficinas socioculturais de dança, música e educação ambiental, além de atividades sobre prevenção à violência para crianças e adolescentes no contraturno escolar, contribuindo para fortalecer a identidade e cultura locais e mitigar a evasão escolar.

Também atua na oferta de formação para educadores em temas como violência contra crianças e adolescentes, educação integral e

na realização de grupos de diálogo com famílias focados em fortalecer práticas parentais positivas e não violentas. O projeto prevê ainda formações para profissionais do Sistema de Garantia dos Direitos da Criança e do Adolescente (SGDCA) em temas como violência, raça/etnia, gênero e diversidade sexual. No total serão beneficiados 1.680 participantes.

O investimento total é de R\$ 16,3 milhões, nas três localidades, nos próximos três anos.

Guará Vermelho

Conduzido pelo Nudaer, o projeto atua na recuperação e conservação da biodiversidade na Baixada Santista, especialmente em Cubatão e Santos. As ações incluem restauração de manguezais, instalação de ecobarreiras no rio Casqueiro, plantio de 2.400 mudas e mutirões de limpeza.

O projeto, que receberá R\$ 6 milhões, prevê também atividades de educação ambiental para mais de 5 mil pessoas, incluindo 1.200 crianças da rede pública, além de monitoramento da ave símbolo do projeto, o guará-vermelho.

Programa Autonomia e Renda Petrobras

A região da RPBC também integra o Programa Autonomia e Renda Petrobras, que oferece cursos de capacitação profissional para pessoas em situação de vulnerabilidade ou desempregadas moradoras da área de abrangência das operações da companhia.

Em Cubatão serão oferecidas, até 2028, 1.030 vagas em 11 cursos.

petróleo e gás (continuação)

Desse total, há atualmente 200 alunos em sala de aula, em cursos de caldeireiro (60 vagas), técnico em mecânica (60 vagas) e auxiliar de serviços diversos (80 vagas).

O programa, que é uma parceria da Petrobras com os Institutos Federais de Educação, Ciência e Tecnologia e Sesi-Senai, está presente em cerca de 40 municípios de sete estados e prevê investimento de R\$ 350 milhões até 2028.

Programa Petrobras Socioambiental em São Paulo

Atualmente, o estado de São Paulo conta com 22 projetos vigentes apoiados pelo Programa, beneficiando diretamente mais de 43 mil pessoas e com desembolso previsto superior a R\$ 143 milhões. O programa alcança mais de 300 municípios de todas as regiões do país e os projetos ambientais estão presentes em todos os sete biomas brasileiros, contribuindo para a melhoria da educação, qualidade de vida e conservação ambiental nas áreas onde a companhia atua.

Doação de computadores

Na ocasião da assinatura simbólica das parcerias, a Petrobras também fará a doação de notebooks recondicionados para sete organizações de assistência social, educação e desenvolvimento comunitário da região de atuação da RPBC.

Serão contemplados a Assistência e Promoção Social Exército de Salvação; Associação Amigos da Cultura, dos Esportes, da Integração, do Trabalho, Educação e Saúde; Associação de Monitores Ambientais de Cubatão e Costa da Mata Atlântica (AMAC); Associação Vozes da Arte; Instituto Sinfonia; Projeto Amigos de Braços Abertos e Soroptimist International Cubatão.

Nesta nova etapa, a companhia vai fornecer cerca de 8 mil equipamentos a escolas públicas municipais de oito estados e instituições do terceiro setor que participam dos seus Comitês Comunitários.

O objetivo da doação é incentivar a inclusão e empoderamento digital das comunidades da área de abrangência das operações da Petrobras.

Desde o início da iniciativa, em 2021, mais de 18 mil computadores já foram doados, reforçando o compromisso da companhia com o desenvolvimento social e a democratização do acesso à tecnologia.



Foto: Divulgação

petróleo e gás

Seatrium reduziu sua frota em uma transação de desinvestimento de embarcações não essenciais no valor de US\$ 59,7 milhões

A Seatrium faturou milhões com a venda de ativos não essenciais para otimizar seu portfólio de embarcações, incluindo a venda de um navio de abastecimento de plataformas (PSV).

A empresa firmou um acordo vinculativo com a operadora de navios brasileira Posidonia Shipping and Trading, uma terceira parte não relacionada, para vender 100% da participação acionária em sua subsidiária indireta integralmente controlada, Guanabara Navegação Ltda (GNL), uma sociedade de propósito específico que detém duas

unidades de navios de abastecimento de plataformas. Com um valor total de venda de US\$ 59,7 milhões (aproximadamente S\$ 77,4 milhões), essa alienação, que agrega valor, está alinhada à estratégia da Seatrium de se desfazer de ativos não essenciais para aumentar a eficiência operacional e de capital, criando valor a longo prazo para seus acionistas.

“Não se prevê qualquer impacto operacional decorrente dessa venda. A transação deverá ser concluída antes do final do ano fiscal”, explicou a empresa de Singapura. Isso ocorre depois que uma das subsidiárias da empresa fechou um acordo com o estaleiro indiano Cochin Shipyard (CSL) para fortalecer a cooperação no setor offshore na Índia e na Ásia.

**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

Porto do Açu e Van Oord anunciam primeira dragagem com biocombustível

Parceria reforça avanço do país na redução de emissões marítimas; expectativa é que ação comece em 2026.

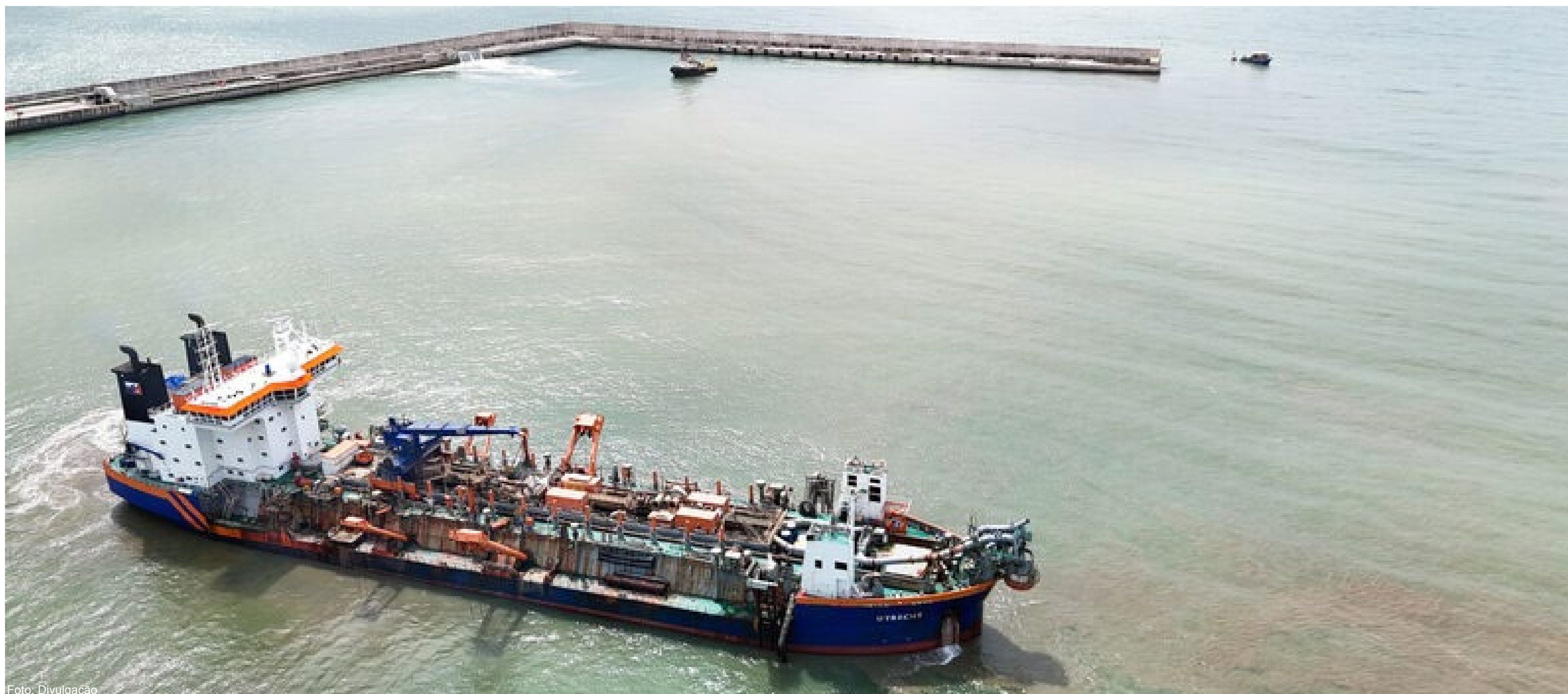


Foto: Divulgação

O Porto do Açu, localizado no norte do estado do Rio de Janeiro, e a Van Oord, empresa holandesa especializada em obras marítimas responsável pela dragagem de manutenção do complexo portuário, anunciaram nesta segunda-feira uma parceria para colaboração em diversas iniciativas sustentáveis, incluindo a utilização de biocombustível na dragagem dos canais de acesso.

A expectativa é que, a partir de 2026, as operações já sejam abastecidas com o combustível renovável HVO (Hydrotreated Vegetable Oil), conhecido como diesel verde, em uma iniciativa inédita no país.

“A parceria reforça nosso compromisso de liderar a transição energética no setor portuário brasileiro, com a adoção de soluções que preparem o país para novos padrões ambientais.

Estamos contribuindo com os esforços globais de redução das emissões de carbono e promoção da energia sustentável”, afirma Vinicius Patel, diretor de Administração Portuária e Serviços do Porto do Açu.

As dragas da Van Oord já atuam na manutenção dos canais do Porto, e a nova etapa prevê que os motores passem a operar com biocombustível.

A medida irá reduzir as emissões de carbono e contribuir para os objetivos de descarbonização de ambos.

“Essa ação fortalece as operações da Van Oord no Brasil e demonstra o potencial dos combustíveis renováveis na redução das emissões nas atividades marítimas, contribuindo para o avanço da descarbonização no setor portuário”, afirma Tim Helbo, Diretor Américas da Van Oord.

O Porto do Açu é o maior complexo industrial portuário privado da América Latina, reunindo operadores e fornecedores de serviços marítimos e portuários, e se posiciona como um hub para o desenvolvimento de soluções de baixo carbono.

Sobre o Porto do Açu

Localizado no norte do Rio de Janeiro, o Porto do Açu é o maior complexo porto-indústria privado de águas profundas da América Latina. Em operação desde 2014, é administrado pela Porto do Açu Operações, uma parceria entre a Prumo Logística e o Porto de Antuérpia-Bruges Internacional.

Atualmente, 30 empresas já estão instaladas no complexo, incluindo clientes e parceiros de classe mundial. Com operações consolidadas em minério, petróleo e gás natural, o Açu acelera sua industrialização com foco em projetos de baixo carbono, reafirmando sua posição como o porto da transição energética no Brasil.



Seatrium contrata Sulzer

A Seatrium contratou a Sulzer para fornecer sistemas de bombas para duas unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência (FPSO) de última geração, destinadas a serem implantadas em ativos operados pela Petrobras.



Foto: Divulgação

A Sulzer garantiu um contrato para fornecer múltiplos pacotes de injeção de água à Seatrium para as FPSOs P-84 e P-85 da Petrobras, meses depois de a empresa com sede em Singapura ter contratado a ABB, com sede na Suíça, para projetar e construir os equipamentos elétricos de superfície e de casco, a automação da subestação elétrica e as eHouses para essas unidades, que operarão nos campos de Atapu e Sépia.

A Sulzer afirma ter cumprido os rigorosos critérios de aceitação e os requisitos de aplicação do usuário final para ambas as FPSOs. A empresa fornecerá skids de bombas totalmente integrados, projetados para oferecer máxima eficiência em um formato compacto, para dar suporte à construção de ambas as embarcações.

Cada pacote incorpora três bombas de injeção de água BB5 de 9,5 MW com duas bombas de reforço BB1 de 660 kW, bem como duas bombas de reforço de água do mar BB2 de 850 kW, consideradas evoluções do comprovado portfólio hidráulico da empresa.

Bruno Antoniassi, Gerente Sênior de Vendas e Engenharia de Aplicação da Sulzer Brasil, comentou: “A Sulzer tem orgulho de colaborar novamente com a Petrobras e a Seatrium, após o sucesso nos projetos P-78, P-80 e P-83. Este último pedido demonstra nossa cooperação global na cadeia de suprimentos e nossa capacidade de engenharia.”

“A integração global de nossa expertise técnica na Suíça e na Alemanha, com nossa capacidade de engenharia aqui no Brasil, significa que podemos agilizar a entrega desses pacotes para estaleiros no Brasil, na China e em Singapura, atendendo a múltiplos cronogramas.”

Os módulos chegarão completos com bombas, motores, acoplamentos e controles já testados. A entrega está prevista para o início de 2026, com fases avançadas de testes já em andamento nas instalações da Sulzer.

Após a conclusão, espera-se que as FPSOs estabeleçam novos padrões de eficiência e produtividade, oferecendo uma capacidade de produção de petróleo de 225.000 barris por dia (bpd) e processando 10 milhões de metros cúbicos de gás diariamente, além de apresentarem tecnologias eficientes que, estima-se, reduzirão significativamente a intensidade das emissões de gases de efeito estufa (GEE). A Seatrium garantiu um contrato de US\$ 8,15 bilhões em 2024 para essas duas FPSOs “totalmente

elétricas”, que devem reduzir a pegada de emissões de gases de efeito estufa em 30% por barril de petróleo produzido, assim que entrarem em operação em 2029, utilizando compressores e motores acionados eletricamente para gerar 165 MW de capacidade de geração de energia.

Antoniassi destacou: “Antes da implantação, fabricaremos as bombas e as integraremos aqui no Brasil, realizando em seguida testes em plena potência. Depois disso, auxiliaremos na instalação, comissionamento e testes de integração no local. Uma vez em operação, nossa equipe estará pronta para fornecer suporte técnico local de pós-venda pelos próximos 30 anos.”

“Nosso alcance global, nossas capacidades locais, nossos relacionamentos técnicos estratégicos e nosso profundo conhecimento de aplicações garantirão uma solução de bombeamento de última geração que atenda aos mais recentes padrões tanto da empresa de engenharia, aquisição e construção (EPC) quanto do usuário final.”

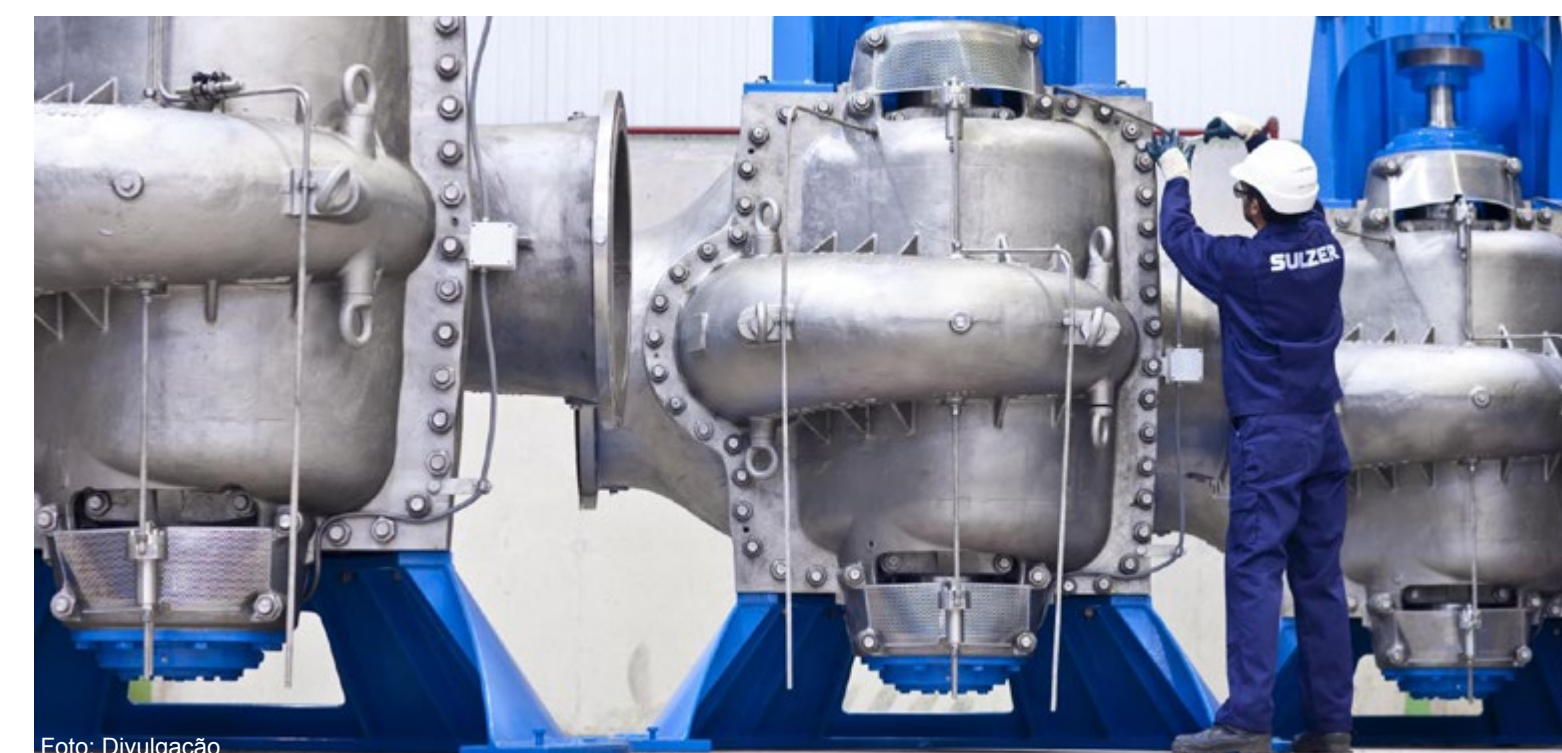


Foto: Divulgação

Petrobras posterga prazo de recebimento de propostas para o FPSO do projeto de revitalização de Albacora



A Petrobras decidiu postergar para 25 de maio de 2026 a data de recebimento de propostas para a construção da plataforma que irá operar no projeto de revitalização do campo de Albacora, na Bacia de Campos.

A licitação para contratação da unidade havia sido publicada em março de 2025 e o recebimento de propostas estava previsto para 15 de dezembro de 2025.

A decisão visa garantir a máxima aderência do projeto às melhores práticas técnico-econômicas do setor, considerando o contínuo aprimoramento das premissas e levando em conta os cenários de mercado.

O projeto de revitalização de Albacora contempla o desenvolvimento inicial do reservatório de Forno (pré-sal) e o desenvolvimento complementar dos reservatórios de pós-sal.

A Petrobras detém 100% de participação no campo de Albacora, sendo o reservatório de Forno unitizado com o Bloco Norte de Brava, acumulação de Manjuba. A Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) é gestora do Contrato de Partilha do Norte de Brava.

A Petrobras reafirma seu compromisso com a excelência técnica e a transparência em seus processos licitatórios, mantendo o foco estratégico no desenvolvimento sustentável dos campos da Bacia de Campos.



Petrobras avança na ampliação da capacidade da RNEST, em cerimônia com Lula e Magda Chambriard

Obras do trem 2 consolidam expansão da capacidade da refinaria, com investimento total de cerca de R\$12 bilhões e geração de mais de 15 mil postos de trabalho diretos e indiretos.



A Petrobras celebrou, na última terça-feira (02/12), em Ipojuca (PE), a ampliação da capacidade de processamento da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), com as obras do segundo conjunto de unidades (trem 2). Com a presença do presidente da República, Luiz Inácio Lula da Silva; da presidente da Petrobras, Magda Chambriard; e do ministro de Minas e Energia, Alexandre Silveira, a cerimônia marca a modernização do parque de refino da Petrobras, o aumento da oferta de combustíveis no país e o desenvolvimento da região Nordeste.

“Com a ampliação da capacidade de refino da RNEST estamos gerando empregos, fortalecendo o desenvolvimento regional e aumentando a oferta de combustíveis de melhor qualidade para a população brasileira. Ao final das obras, a refinaria atenderá a até 17% da demanda nacional por diesel, reforçando a segurança energética do país”, afirma a presidente da Petrobras, Magda Chambriard.

A construção do trem 2 deve gerar cerca de 15 mil postos de trabalho diretos e indiretos ao longo do empreendimento, sendo que cerca de 5.700 trabalhadores já estão em atividade na obra.

Aumento da capacidade

A Petrobras irá investir cerca de R\$12 bilhões para a conclusão do trem 2 e demais atividades de manutenção do trem 1, o que adicionará 130 mil barris por dia de capacidade de processamento da RNEST, permitindo que a refinaria alcance, ao final do projeto, em 2029, 260 mil barris diários.

A ampliação elevará significativamente a produção de derivados, especialmente diesel S-10, que terá incremento de 88 mil barris por dia, além de gasolina, GLP e nafta. Isso contribuirá para reduzir a necessidade de importações desses produtos e colabora com a autonomia nacional.

No primeiro trimestre de 2025, a companhia concluiu as obras de modernização (Revamp) do primeiro conjunto de unidades (trem 1) e da Unidade de Abatimento de Emissões Atmosférica (SNOX), que incrementaram a capacidade da refinaria para 130 mil barris por dia, consolidando as condições operacionais para o início da expansão que agora avança.

Compromisso socioambiental e qualificação profissional

A expansão da RNEST vem acompanhada de investimentos sociais e ambientais que beneficiam 29 comunidades em sete

municípios do entorno. São sete projetos em andamento e dois em contratação, totalizando cerca de 22 mil participantes e previsão de R\$ 110 milhões em recursos até 2029.

As iniciativas incluem educação ambiental, conservação marinha, recuperação de nascentes, fortalecimento da primeira infância, atividades esportivas no contraturno escolar e projetos de empreendedorismo.

O Programa Autonomia e Renda Petrobras oferece cursos gratuitos de formação inicial, continuada e técnica para ampliar oportunidades de trabalho na região. Em Pernambuco, o programa disponibiliza mais de 7.300 vagas em áreas como mecânica, eletricidade, instrumentação, construção civil e metalurgia. Em 2025, já foram ofertadas mais de 3 mil vagas no estado, com cerca de 800 alunos formados até setembro, reforçando a empregabilidade, qualificação profissional e o desenvolvimento locais.

Sobre a RNEST

Localizada em Ipojuca (PE), a Refinaria Abreu e Lima é a unidade mais moderna da Petrobras, com elevado nível de automação, tecnologias de padrão internacional e foco em confiabilidade operacional, eficiência energética, uso otimizado de água e máxima segurança. Em operação desde 2014, a RNEST é estratégica para o processamento de petróleo do pré-sal e apresenta uma das maiores taxas de conversão em diesel entre as refinarias da companhia.



FPSO EXPO

BRASIL - EPICENTRO GLOBAL DE FPSOs
EXPOSIÇÃO E CONFERÊNCIA

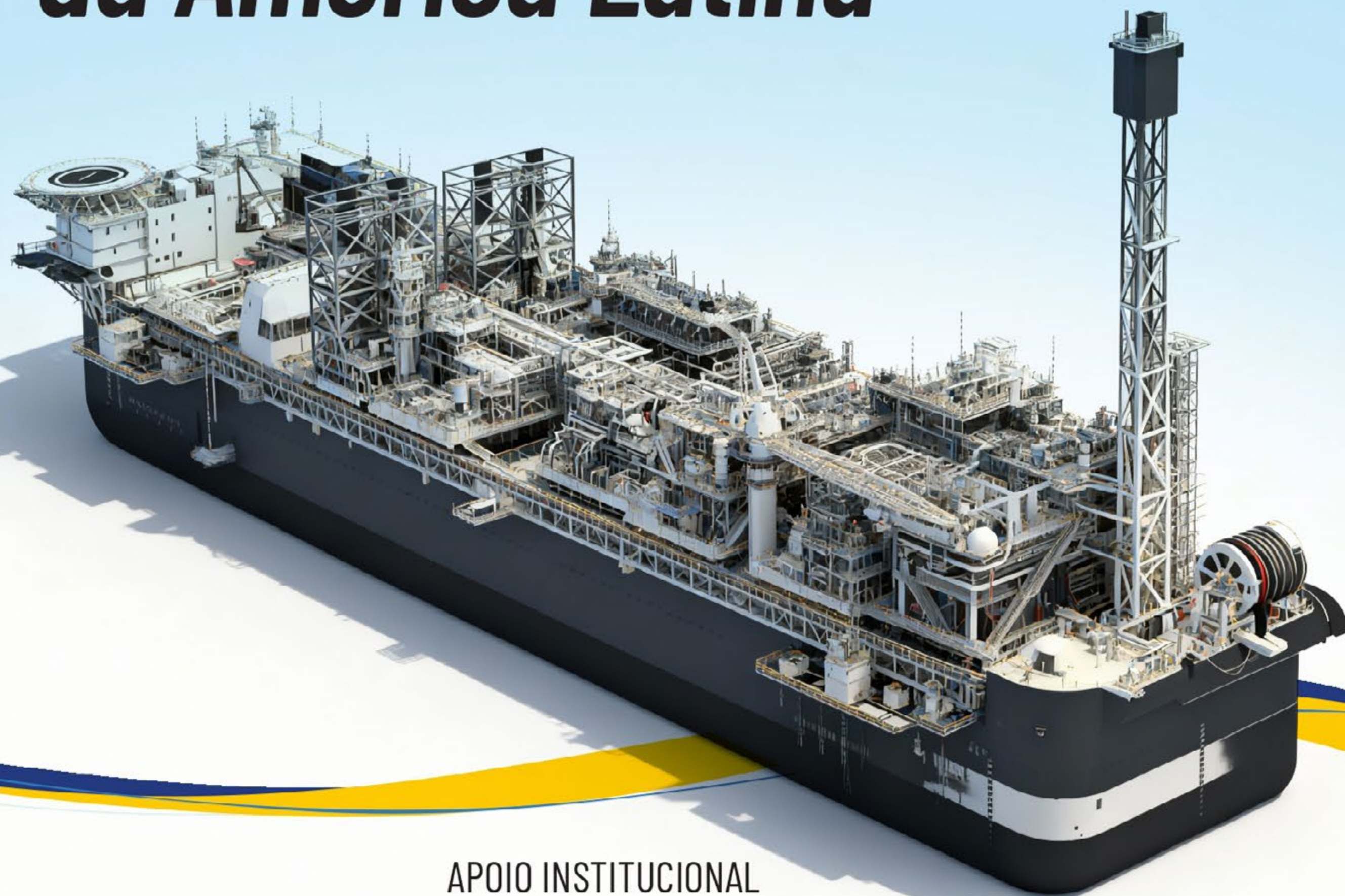
4ª EDIÇÃO

19 a 21 • MAIO • 2026

RESERVE JÁ SEU ESPAÇO

(21) 98295-6331 • leandro@fpsosexpor.com.br

O maior evento sobre FPSOs da América Latina



REALIZAÇÃO

Revista digital
Oil & Gas Brasil

LOCAL

ExpoRio
CIDADE NOVA

PATROCÍNIO PLATINUM

TECHOCEAN  **AASJ**
SERVIÇOS INDUSTRIAIS

 **ibp** INSTITUTO
BRASILEIRO DE
PETRÓLEO E GÁS
ABES Petro
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE EMPRESAS DE BENS E SERVIÇOS DE PETRÓLEO

 **SINAVAL**
ABEEMAR

 **EIC**
ENERGY INDUSTRIES
COUNCIL

AMCHAM

 **CLUSTER
TECNOLÓGICO
NAVAL RJ**

 **ABRACO**
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE CORROÇÃO

 **ABRAFATI**
Associação Brasileira dos
Fabricantes de Torres

 **ONIP**
Organização Nacional da Indústria de Petróleo

 **AMPP** **BRAZIL**

 **ABIMAQ**

 **SOBENA**
Sociedade Brasileira de Engenharia Naval

 **ctdut**
CENTRO DE TECNOLOGIAS EM DUTOS E TERMINAIS

 **Polo SEBRAE
Offshore**

APOIO INSTITUCIONAL

Setor de navegação ganha diagnóstico inédito sobre seguros em Terminais Portuários Autorizados

Estudo do Ministério de Portos e Aeroportos reúne dados estratégicos e reforça a segurança regulatória no setor portuário.



Foto: Divulgação

O primeiro diagnóstico nacional dedicado aos seguros em Terminais Portuários Autorizados foi lançado no último dia (02/12) pelo Ministério de Portos e Aeroportos (MPor).

A publicação organiza, pela primeira vez, um conjunto abrangente de dados estratégicos, análises e percepções do setor, oferecendo um panorama técnico que até então não existia para os Terminais de Uso Privado (TUP).

O levantamento inédito foi desenvolvido em parceria com a Associação de Terminais Portuários Privados (ATP). O estudo marca um avanço importante na agenda de previsibilidade e gestão de riscos do setor portuário brasileiro. Com o novo diagnóstico, o país passa a contar com um material estruturado que identifica desafios, práticas e lacunas relacionadas aos seguros obrigatórios, abrangendo aspectos regulatórios, operacionais e climáticos.

“O fortalecimento da segurança regulatória é um compromisso central do MPor. Ao reunir informações estratégicas, este diagnóstico oferece mais previsibilidade ao setor e contribui para um ambiente de negócios mais sólido e eficiente”, afirmou o ministro Silvio Costa Filho.

Para o secretário-executivo Tomé Franca, o estudo oferece uma base sólida de informações para apoiar decisões estratégicas, aprimorar o diálogo com o setor e a construção de soluções que tragam mais previsibilidade e segurança às operações portuárias.

“Contarmos com um diagnóstico do setor para os terminais portuários é indispensável para que tenhamos relações mais seguras e justas entre quem contrata e quem é contratado. Diante das mudanças climáticas, se faz cada vez mais necessária a elaboração de regras modernas e que confirmem maior equilíbrio aos seguros”, afirmou o secretário executivo.

A diretora de Assuntos Econômicos do MPor, Helena Vasconcelos, destacou que “o diagnóstico consolida dados essenciais para o entendimento das necessidades dos terminais e contribui para a formulação de políticas públicas baseadas em evidências, especialmente em temas sensíveis como seguros obrigatórios e riscos associados”. O levantamento também identifica pontos de atenção relacionados aos riscos climáticos, que têm se intensificado em frequência e impacto, e aponta oportunidades para aperfeiçoar mecanismos de proteção, governança e eficiência regulatória.

Ao estruturar informações até então dispersas, o estudo contribui para o planejamento do setor e fortalece a capacidade de atuação

conjunta entre governo, mercado segurador e operadores portuários.

A iniciativa contribui para o avanço de um ambiente portuário mais moderno e seguro, alinhado às melhores práticas internacionais, ao ampliar a transparência do setor e disponibilizar subsídios técnicos que poderão embasar futuras evoluções regulatórias.

Leia a íntegra do “Diagnóstico – seguros em terminais autorizados” aqui: www.portosprivados.org.br/files/diagramacao-diagnostico-de-seguros.pdf



Foto: Divulgação

O papel da licitação nos contratos de concessão da indústria petrolífera

por Guilherme Schmidt, Theo de Miranda e Bernardo Abreu



Foto: Divulgação

No âmbito do setor petrolífero, a licitação constitui o procedimento competitivo pelo qual se concede a uma empresa interessada o direito de explorar petróleo mediante o contrato de concessão.

Nesse modelo, a empresa assume os riscos da exploração e adquire a propriedade da produção final, enquanto o Estado é compensado por meio de royalties e outras participações financeiras. Após vencer a licitação promovida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a empresa concessionária deverá pagar um bônus de assinatura à União e, posteriormente, investir em atividades de prospecção e pesquisa e, em caso de êxito, após a exploração, tornar-se proprietária do óleo extraído, devendo efetuar pagamentos de royalties à União, conforme determinado pelo contrato de concessão celebrado.

Há outras formas de exploração de petróleo no Brasil – cessão onerosa, partilha de produção e oferta permanente -, mas o regime de concessão por meio de licitação continua sendo amplamente o mais utilizado.

O regime de concessão é o modelo mais tradicional de exploração de petróleo e derivados no mundo. Conforme observa Alberto Clô, a concessão constituiu, desde sua origem, o instrumento jurídico que regulamentou a maior parte das relações entre Estados detentores de reservas de petróleo e empresas exploradoras. Segundo David Johnston, atualmente, mais de 40% dos países produtores de petróleo utilizam o regime de concessão.

Nesse regime, a propriedade do petróleo extraído em determinada área e por um período específico (geralmente de 20 a 30 anos) é exclusiva do concessionário, nos termos do caput do art. 176 da Constituição Federal de 1988: “garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra”.

Desde a outorga da concessão, o concessionário possui direitos amplos sobre a área concedida, podendo pesquisar, extrair e comercializar o petróleo, mediante compensação financeira ao Estado. O modelo denominado “concessionary systems”, segundo David Johnston, confere ao concessionário o controle integral do processo de exploração e produção em uma área delimitada por prazo definido.

No regime de concessão, a empresa assume todos os riscos da exploração: se não encontrar petróleo, arca integralmente com os prejuízos; caso contrário, torna-se proprietária da produção.



Foto: Divulgação - Guilherme Schmidt - Sócio de Energia e Recursos Naturais do Campos Mello Advogados



Foto: Divulgação - Bernardo Abreu - Assistente Jurídico de Energia e Recursos Naturais do Campos Mello Advogados

Em contrapartida, deve pagar ao Estado bônus de assinatura, valores pela ocupação ou retenção da área (no caso de blocos terrestres), royalties e, para campos de grande produção, participação especial. Os contratos são celebrados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em nome da União.

As licitações envolvem a apresentação de propostas por empresas, individualmente ou em consórcio, indicando o valor do bônus de assinatura e propondo um Programa Exploratório Mínimo (PEM), que compreende atividades como pesquisas sísmicas e perfuração de poços exploratórios. A proposta considerada mais vantajosa, conforme os critérios do edital, garante o direito de explorar a área e confirmar a existência de jazidas comercialmente viáveis.

Especialistas recomendam que os contratos de concessão incluam cláusulas ex ante que possibilitem a renegociação em casos de: a) descobertas significativas de petróleo; b) aumento acentuado dos preços do petróleo; c) qualidade inferior ao esperado; e d) custos de exploração e produção superiores aos previstos.

Toshio Mukai ressalta o caráter privado desses contratos, destinados ao desenvolvimento econômico, enquanto Alexandre Santos de Aragão destaca a necessidade de cláusulas de ordem pública e de controle estatal ao longo da execução, independentemente da natureza privada ou pública do contrato.

Lei Dom Petróleo

A Lei nº 9.478/1997, denominada Lei do Petróleo, regulamenta a competência da ANP, que, nos termos do art. 8º, inciso IV, elabora editais, promove licitações para concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebra contratos decorrentes e fiscaliza sua execução.

O art. 23 da mesma lei prevê que as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural podem ser exercidas mediante contrato de concessão celebrado com a ANP, mediante licitação prévia.

Licitação é o procedimento administrativo pelo qual a Administração Pública seleciona, com base em habilitação dos proponentes e julgamento objetivo das propostas, candidatos aptos a celebrar contratos ou a se tornarem concessionários de serviços ou bens públicos.

Tem como finalidade assegurar igualdade de oportunidades, evitar decisões arbitrárias e garantir que os recursos públicos sejam aplicados de forma eficiente, escolhendo a proposta mais vantajosa para o Estado.

O STF reconheceu que a exploração e produção de petróleo constituem atividade econômica, e não serviço público, especialmente após a Emenda Constitucional nº 9/1995, que relativizou o monopólio da União sobre o petróleo, permitindo a concessão de direitos ao concessionário.

Estratégias eficientes de licitação priorizam a oferta de maiores royalties e participação sobre o profit oil, garantindo maior competitividade, enquanto a imposição de exigências

extensivas de conteúdo local pode desestimular investimentos e reduzir a rentabilidade dos projetos.

Os conceitos de Contrato de Concessão e Licitação no âmbito da indústria do petróleo estão intrinsecamente interligados, dependendo diretamente do outro. Portanto, para que a indústria petrolífera continue avançando no país, é necessário que esses dois institutos estejam sempre alinhados e em harmonia para que as empresas mais tecnicamente hábeis e financeiramente capazes para explorar os blocos de petróleo onshore e offshore disponíveis no território nacional sejam sempre as licitantes vencedoras.



Foto: Divulgação - Theo de Miranda - Associado de Energia e Recursos Naturais do Campos Mello Advogados

PXGEO conquista dois contratos com a Petrobras para aquisição sísmica

A PXGEO, garantiu dois contratos com consórcios liderados pela Petrobras para a prestação de serviços de aquisição sísmica.

Os projetos serão executados consecutivamente em 2026, com a PXGEO implantando sua tecnologia proprietária de nó de fundo oceânico (OBN) MNode 4C como parte de seu escopo para fornecer serviços de aquisição e monitoramento de dados sísmicos na Bacia de Santos.

“Esses contratos mais recentes representam uma conquista significativa para a PXGEO, consolidando nossa presença no Brasil com a tecnologia MNode, que beneficia a Petrobras e seus parceiros. A tecnologia OBN é amplamente reconhecida

por fornecer a clareza sísmica necessária para lidar com geologias complexas”, afirmou Brent O’Brien, Diretor de Vendas para as Américas da PXGEO.

“Os operadores podem identificar melhor os hidrocarbonetos não recuperados, rastrear o movimento de fluidos dentro do reservatório e monitorar a compactação com confiança. Munidos dessas informações, nossos clientes podem tomar decisões embasadas para otimizar o desempenho do reservatório e maximizar as taxas de recuperação em campos novos e maduros, sabendo que a

resistência do MNode permite que eles projetem e executem projetos com controle ideal de tempo e custos.”

No início deste ano, a PXGEO conquistou seu primeiro contrato na Malásia para fornecer serviços de aquisição de dados sísmicos offshore utilizando sua embarcação sísmica PXGEO 2.

O acordo de dois anos com o novo cliente inclui um compromisso mínimo de 365 dias de atividade de aquisição durante a vigência do contrato.



19-21
MAIO
2026

O maior evento sobre FPSOs da América Latina

RESERVE JÁ SEU ESPAÇO
(21) 98295-6331 • leandro@fpsosexpor.com.br

REALIZAÇÃO

Revista digital
Oil & Gas Brasil

LOCAL

ExpoRio
CIDADE NOVA

PATROCÍNIO PLATINUM

TECHOCEAN AASJ
SERVIÇOS INDUSTRIAIS

APOIO INSTITUCIONAL



Petrobras informa sobre aprovação de redeterminação da Jazida Compartilhada de Tupi

A Petrobras informa que foi notificada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) sobre a aprovação do termo aditivo ao Acordo de Individualização da Produção (AIP) da Jazida Compartilhada de Tupi, localizada na Bacia de Santos, que entrará em efetividade a partir de hoje.

A Jazida Compartilhada de Tupi compreende:

O Contrato de Concessão BM-S-11 (campo de Tupi), operada pela Petrobras (65%), em parceria com a Shell (25%) e com a Petrogal (10%);

O Bloco Sul de Tupi do Contrato de Cessão Onerosa (campo de Sul de Tupi), operado pela Petrobras, que detém 100% de participação; e

A Área não Contratada pertence à União Federal, representada pela Pré-Sal Petróleo – PPSA no AIP, conforme previsto na Lei 12.351/2010.

Com o aditivo, decorrente da conclusão do processo da primeira redeterminação da Jazida Compartilhada, a parcela de participação da Petrobras na Jazida cresce para 67,457%.

A tabela abaixo apresenta as antigas e novas parcelas de participações das partes:

Partes	Parcelas de Participações em Tupi até 30/11/2025	Parcelas de Participações em Tupi a partir de 01/12/2025
Petrobras (Operadora)	67,216%	67,457%
Shell Brasil Petróleo Ltda.	23,024%	22,650%
Petrogal Brasil S.A.	9,209%	9,060%
Pré-sal Petróleo - PPSA	0,551%	0,833%

Em decorrência da mudança nas parcelas de participações, há o compromisso das empresas em realizar a compensação financeira entre os gastos incorridos e as receitas relativas aos volumes produzidos até a data da efetividade deste aditivo ao AIP, conforme os Acordos de Equalização de Gastos e Volumes (AEGV) vigentes. Os valores estão sendo apurados pelas partes e o montante a ser

recebido pela Petrobras será reconhecido nas demonstrações financeiras do 4T25, com entrada de caixa prevista para o 1T26.

Cabe esclarecer que o AIP de Tupi não abrange a jazida denominada de Iracema, a qual permanece com as mesmas participações do consórcio BM-S-11.



Foto: Divulgação

Petrobras aposta no crescimento com disciplina em um mercado instável

O Plano Estratégico da Petrobras 2026-2030 marca uma fase de disciplina financeira, foco em ativos resilientes e aposta em gás e biocombustíveis, refletindo tanto as oportunidades quanto as incertezas do mercado de energia.

por Fabiano Reis

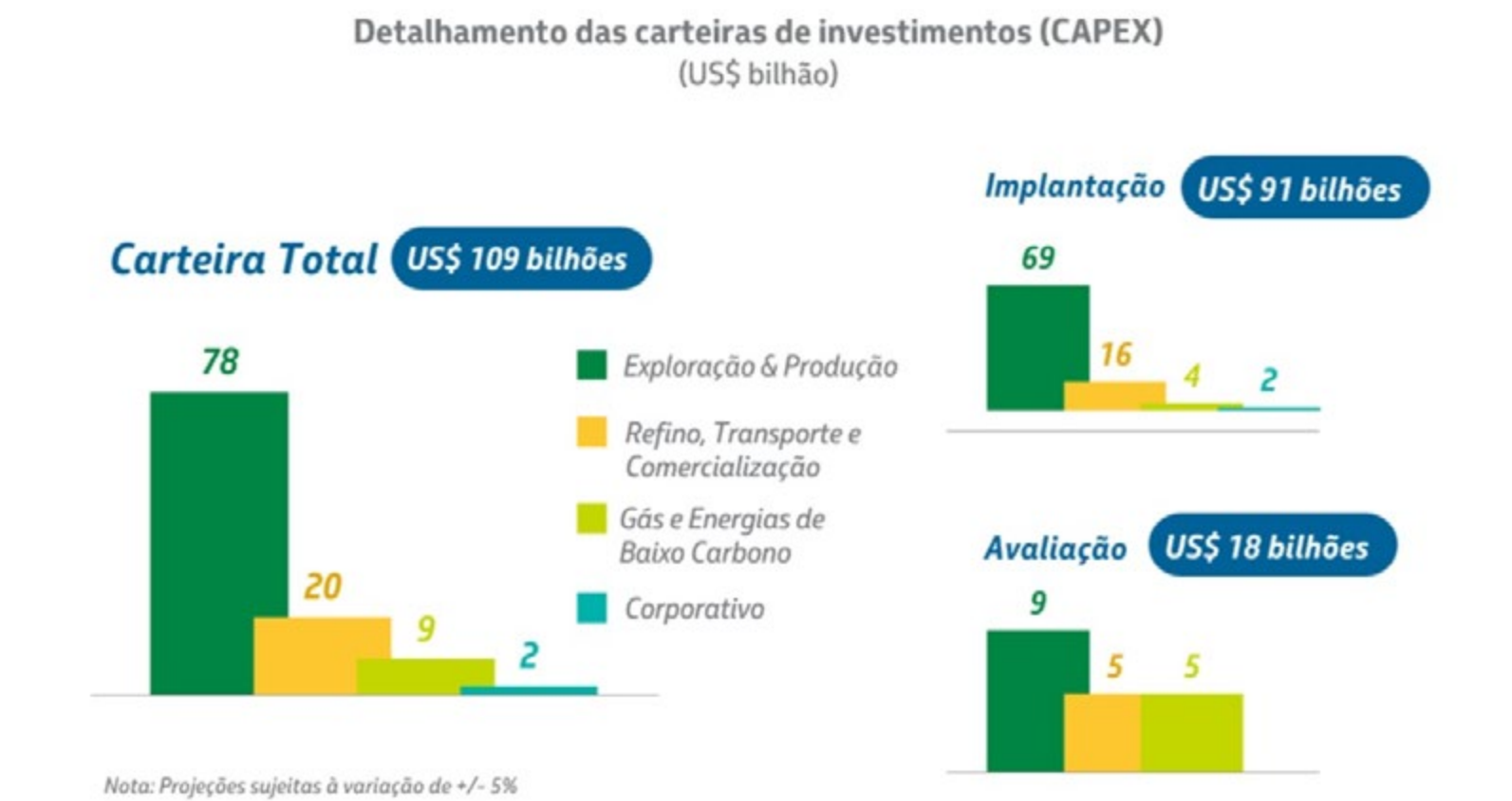


O Plano de Negócios 2026–2030 da Petrobras, documento que orienta os investimentos da companhia para os próximos cinco anos, foi aprovado no final de novembro, prevendo um Capex total de 109 bilhões de dólares – contra os mais U\$111 bilhões do plano anterior.

Desse montante, 91 bilhões correspondem a projetos já em implantação e 18 bilhões estão em carteira em avaliação.

A petroleira afirma que o plano preserva a ênfase em exploração e produção de petróleo e gás ao mesmo tempo em que reforça metas de descarbonização e compromissos em iniciativas de baixo carbono. A alocação considera premissas mais conservadoras para o preço do petróleo, o que levou a ajustes no ritmo de desembolso.

Para 2026 o investimento previsto é de cerca de 19,4 bilhões de dólares, valor levemente inferior ao do plano anterior e parte da redução de aproximadamente dois por cento no total de investimentos do período em relação ao programa anterior, que era de 111 bilhões.



“Com o Plano de Negócios 2026-30, reafirmamos a nossa ambição de crescer junto com o Brasil. Nossos investimentos somam um volume significativo para a economia brasileira, US\$ 109 bilhões, que representam 5% dos investimentos totais no país.

Nossos projetos têm o potencial de gerar e sustentar 311 mil empregos diretos e indiretos e vamos contribuir com R\$1,4 trilhão em tributos para municípios, estados e União nos próximos cinco anos. Seguiremos nossa trajetória como empresa integrada e líder na transição energética justa, promovendo o desenvolvimento sustentável do país, contribuindo para a segurança energética

nacional, gerando valor e compartilhando os resultados com a sociedade”, afirmou a presidente da Petrobras, Magda Chambriard, ao lado das diretoras de Exploração e Produção, Sylvia Anjos, e de Engenharia, Tecnologia e Inovação, Renata Baruzzi.

“Uma diferença importante deste PN para o anterior é que antes víamos o pico de produção do pré-sal chegando em torno de 2030 a 2032, e declinando a partir daí”, pontuou a executiva. A Petrobras trabalha com pico de produção de petróleo entre 2,6 e 2,7 milhões de barris por dia entre 2027 e 2029. Quando se considera a produção total de óleo e gás, a projeção se aproxima de 3,4 milhões de barris de óleo equivalente por dia em 2028 e 2029, com expectativa de manutenção desse patamar até 2034. “Ou seja, estamos estendendo esse patamar por mais 2, 3 anos”, destacou Chambriard. Esse crescimento está associado ao avanço dos projetos priorizados no portfólio e à expansão de sistemas produtivos já contratados.

“Vamos explorar novas fronteiras com excelência, porque isso é essencial para nós, para recompor reservas a partir do momento em que a nossa produção começar a declinar. E isso vai nos permitir contribuir continuamente para a segurança energética do país, assim como para o seu desenvolvimento sustentável, uma vez que nós temos um petróleo de baixa pegada de carbono”, complementou, observando que os combustíveis fósseis ainda vão continuar necessários pelas próximas décadas.

“O petróleo brasileiro, que tem uma das menores pegadas de carbono dentre os produzidos no planeta, terá um papel de destaque”, avalia.



A companhia também divulgou estimativas de retorno aos acionistas. As projeções de dividendos ordinários para o horizonte do plano estão na faixa de 45 a 50 bilhões de dólares, sem previsão de dividendos extraordinários no cenário base. A decisão segue a diretriz de equilibrar a remuneração ao acionista com a necessidade de sustentar o nível de investimentos previsto.

Revisão de Portfólio

O plano incorpora uma revisão regional e técnica do portfólio. Parte dos ajustes observados decorre da reavaliação de investimentos em áreas de maior custo e risco, como a Margem Equatorial, que sofreu redução aproximada de 500 milhões de dólares segundo análises de mercado.

A companhia apresenta esse movimento como resultado de critérios mais rígidos de aprovação, maior disciplina financeira e prioridade a projetos com melhor relação entre risco e

retorno. O documento reafirma ainda a intenção de preservar um papel relevante no suprimento de energia para o país, estimular cadeias produtivas locais e reforçar investimentos em logística e refino. A agenda de fertilizantes permanece no radar, com estudos voltados à reativação de ativos e à possibilidade de ampliar a participação nesse segmento, considerado estratégico para reduzir a dependência externa.

Novos FPSOs

O PN 2026-30 destina investimentos de US\$ 69,2 bilhões em projetos da carteira em implantação alvo do E&P, dos quais 62% correspondem ao pré-sal, 24% em campos do pós-sal, 10% estão alocados em exploração e cerca de 4% relacionados a terra, águas rasas, ativos no exterior, tecnologias ou projetos de descarbonização.

A companhia eleva o patamar da curva de produção de óleo e gás no curto e médio prazo em relação ao PN anterior, por meio de uma melhor gestão dos reservatórios, novos poços complementares e entrada de novos sistemas de produção, além de uma disponibilidade crescente de gás natural frente à oferta atual.



Os projetos continuam se destacando pela dupla resiliência (econômica e ambiental) e pelo alto valor econômico, compondo um portfólio viável a cenários de baixos preços de petróleo no longo prazo, com Brent de equilíbrio prospectivo da carteira, em média, de US\$ 25 por barril e intensidade de carbono de até 15 kgCO2e por barril de óleo equivalente no quinquênio.

A companhia ainda prevê uma média do Custo Total do Petróleo Produzido (CTPP) - que inclui custo de extração (abaixo de US\$ 6/barril), participações governamentais e depreciação e depleção - de US\$ 30,4/boe no quinquênio 2026 a 2030, considerando participações governamentais de acordo com o Brent médio estimado como premissa do planejamento, o que representa uma redução de cerca de US\$ 6/barril em relação à estimativa de CTPP do Plano anterior.

Serão implantados 8 (oito) novos sistemas de produção até 2030, sendo que 7 (sete) já estão contratados. Além disso, há outros 10 (dez) projetos a partir de 2030. A Petrobras atua como operadora de todos esses campos, com exceção do Raia, operado pela Equinor. No campo de Búzios, no pré-sal, destaca-se a previsão de concluir a implantação de 11 FPSOs até 2027, com entrada em operação das plataformas já contratadas P-78, P-79, P-80, P-82 e P-83, além de estar em licitação uma 12ª unidade de produção, a P-91.

O PN 2026-30 destina US\$ 15,8 bilhões em investimentos na carteira em implantação alvo para o segmento de Refino, Transporte, Comercialização, Petroquímica e Fertilizantes (RTC).

No refino, os recursos se concentram na expansão e na adequação do parque de refino, visando à produção de combustíveis de alta qualidade e de baixo carbono. Com esses projetos, a companhia prevê ampliar sua capacidade instalada de processamento de 1,8 milhão bpd para 2,1 milhões bpd até 2030, um acréscimo de 320 mil bpd, incluindo os projetos em avaliação.

Essa ampliação será suportada por projetos dentro das plantas existentes, sem necessidade de construção de novas refinarias.

Estão incluídos também investimentos em biorrefino para a produção de combustíveis com conteúdo renovável, como a construção, na RPBC, da planta dedicada de Bioquerosene de Aviação - BioQav (SAF) e Diesel 100% renovável (HVO) e adaptações na REGAP e na REPLAN para produção de SAF via coprocessamento. Há ainda outros projetos e estudos envolvendo produção de bioprodutos nas refinarias da companhia.

A Petrobras também investirá US\$ 1 bilhão em iniciativas para aumentar a eficiência operacional e energética das suas refinarias, por meio do Programa RefTop. Essas iniciativas contribuirão para alcançar a meta de intensidade de emissões de suas operações de refino e garantir uma disponibilidade operacional igual ou maior que 97% até 2030.

Estão planejados investimentos de US\$ 4 bilhões na carteira em implantação alvo do segmento de Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC). Em gás natural, os projetos visam a aumentar a oferta de gás nacional por meio da produção própria e desenvolver novos produtos comerciais competitivos.

A estatal mantém a intenção de instalar novas usinas termelétricas (UTES) no Complexo de Energia Boaventura, em Itaboraí (RJ), sendo a implementação desses projetos condicionada ao sucesso em leilões futuros de reserva de capacidade de energia.

Em Energias de Baixo Carbono, serão priorizados, neste quinquênio, etanol, biodiesel, biometano, diesel R, SAF e biobunker, em linha com o avanço regulatório e o mercado, aproveitando as sinergias com as operações da companhia.

Cautela do mercado

O impacto do plano é acompanhado de perto por investidores e fornecedores. No mercado financeiro, a escolha por não projetar dividendos extraordinários reduz a expectativa de ganhos adicionais no curto prazo, embora analistas avaliem positivamente o sinal de disciplina e previsibilidade. A cadeia de suprimentos, por sua vez, observa que os volumes continuam elevados, mas sujeitos a maior seletividade na contratação de serviços e equipamentos.

Os investimentos associados a conteúdo local seguem relevantes para segmentos como construção naval e fabricação de tubos, mas podem sofrer variações de ritmo conforme a prioridade de cada projeto.

As projeções estão sujeitas a riscos de natureza econômica, regulatória e operacional. Alterações significativas no preço do Brent podem modificar de maneira relevante o comportamento do caixa e o ritmo de investimentos. A execução de projetos de exploração depende de licenciamento ambiental e aprovação de órgãos reguladores, especialmente nas áreas consideradas sensíveis.

Como empresa com forte presença estatal e papel relevante na política energética, a Petrobras permanece exposta a mudanças de orientação governamental e a pressões decorrentes do debate público. Mesmo assim, o plano reafirma a estratégia de manter uma carteira ampla, concentrada no pré-sal e em ativos de maior retorno, com metas claras para produção, descarbonização e impacto econômico.

As primeiras reações ao novo Plano de Negócios da Petrobras, divulgadas após 28 de novembro, mantiveram o tom de cautela combinado com a percepção de que a companhia busca reforçar sua resiliência em um cenário de preços internacionais mais pressionados. Analistas do mercado destacaram que o documento entregue pela estatal “se concentra em aumentar a resiliência aos

preços mais baixos do petróleo, reduzindo o ponto de equilíbrio por meio de economia de despesas operacionais e disciplina de investimentos”.

Logo após a publicação, o Bradesco BBI apontou que a estratégia apresentada mantém a companhia “com múltiplos atrativos e um portfólio concentrado em barris de baixo custo no pré-sal”, reiterando recomendação de compra e visão positiva para o médio prazo.

No balanço entre premissas e riscos, o BTG Pactual avaliou que, pelas condições macroeconômicas atuais, a Petrobras “deve continuar se alavancando até 2027”, chamando atenção para o impacto combinado de CAPEX elevado, preços de Brent mais baixos e projeções consideradas otimistas nas expectativas de fluxo de caixa. Outro trecho das análises do banco afirmou que “a combinação de CAPEX elevado, Brent menor e premissas otimistas leva a maior alavancagem em 2026”, reforçando o alerta sobre a trajetória da dívida no curto prazo.

A XP, que também publicou suas considerações após o anúncio, classificou o plano como “amplamente em linha com as estimativas”, destacando que o foco declarado em austeridade “mitiga o risco de possíveis cenários negativos”. Em leitura paralela, analistas da corretora comentaram que a prioridade da companhia em biocombustíveis e bioprodutos foi reafirmada pela diretoria, e que os primeiros anúncios sobre a estratégia de etanol devem ocorrer ao longo de 2026.

A recepção geral do mercado, compilada nos principais veículos de economia, aponta para uma convergência: apesar das discussões sobre alavancagem e velocidade de execução, o plano não trouxe surpresas negativas e reforça a estratégia de uma Petrobras que busca equilíbrio entre investimento pesado em produção, expansão em energias de transição e contenção de custos operacionais. Em síntese, as casas de análise repetiram que a combinação de disciplina, foco no pré-sal e

atenção ao endividamento será decisiva para medir a efetividade das metas traçadas entre 2026 e 2030. “Na ausência de qualquer intervenção, os baixos preços do petróleo impulsionarão a demanda, ao mesmo tempo que desencadearão uma queda involuntária na oferta, uma vez que preços abaixo de US\$ 50 levarão inevitavelmente à paralisação da produção entre os produtores não pertencentes à OPEP+, à medida que as margens de lucro se comprimem a zero,” disse o JP Morgan.

PN 2026–2030 reafirma a visão do Plano Estratégico 2050

Foco em óleo e gás como base da geração de caixa, combinado à expansão gradual em negócios de baixo carbono, petroquímica, fertilizantes, biocombustíveis e eficiência energética e a ambição de neutralizar emissões operacionais até 2050.

Investimento total no quinquênio: US\$ 109 bilhões.

US\$ 91 bilhões — Carteira em Implantação Alvo
US\$ 18 bilhões — Carteira em Avaliação

Estrutura da carteira e governança

O plano introduz uma classificação dual para os projetos em implantação, com foco em resiliência financeira:

Carteira em Implantação Base: US\$ 81 bilhões — projetos com orçamento já aprovado.

Carteira em Implantação Alvo: US\$ 91 bilhões — Base + até US\$ 10 bilhões condicionados à financiabilidade, revisada periodicamente.

As projeções estão sujeitas a variação de aproximadamente 10%. Projetos em avaliação passam por etapas adicionais de governança interna.

Distribuição por área

Exploração & Produção (E&P)

- US\$ 69,2 bilhões destinados à Carteira em Implantação Alvo.
- Distribuição: 62% pré-sal, 24% pós-sal, 10% Exploração, ~4% em terra, águas rasas, exterior e tecnologias.
- Premissas: Brent de equilíbrio médio da carteira em US\$ 25/ barril e intensidade de carbono até 15 kgCO2e/boe.
- Custo total do petróleo produzido (CTPP) médio projetado: US\$ 30,4/boe.
- 8 novos sistemas de produção até 2030 (7 já contratados).
- 11 FPSOs previstos no campo de Búzios até 2027 (P78, P79, P80, P82, P83 contratados; P91 em licitação).

Refino, Transporte e Comercialização + Petroquímica e Fertilizantes (RTC)

- US\$ 15,8 bilhões na Carteira em Implantação Alvo.
- Ampliação da capacidade de refino de 1,8 milhão bpd para 2,1 milhões bpd até 2030 (+320 mil bpd).
- Projetos contemplados: conclusão do Trem 2 da RNEST, Refino Boaventura, retomada de etapas da UFNIII, adaptações para SAF, biorrefino e produtos de maior valor agregado.

Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)

- US\$ 4 bilhões na Carteira em Implantação Alvo.
- Prioridades: ampliação da oferta de gás nacional, desenvolvimento de etanol, biodiesel, biometano, diesel renovável (R), SAF e biobunker.
- Possibilidade de novas UTEs no Complexo Boaventura, condicionadas a leilões.

Impactos Macro e Socioeconômicos

- Potencial estimado de 311 mil empregos diretos e indiretos no quinquênio.

- Contribuição tributária prevista para o período: R\$ 1,4 trilhão a municípios, estados e União.
- Economia projetada de US\$ 12 bilhões em gastos operacionais gerenciáveis entre 2025 e 2030.
- Redução média anual estimada: 8,5% em relação ao plano anterior.
- Medidas: otimização de logística aérea/marítima, redução de custos em plataformas sem produção, otimização de intervenções em poços e inspeções submarinas, aproveitamento de retorno logístico e postergação de serviços não prioritários.
- O modelo Base x Alvo reforça disciplina de capital, priorização e resiliência financeira em cenário volátil.

Metas de produção e cronograma

- Pico de produção de óleo: 2,7 milhões bpd em 2028.
 - Pico de produção total (óleo + gás): 3,4 milhões boed em 2028–2029.
 - Projeções anuais com margem de variação de aproximadamente 4%.
- Exploração: US\$ 7,1 bilhões destinados a atividades exploratórias no quinquênio, incluindo Margem Equatorial, bacias do Sul e Sudeste e ativos no exterior (Colômbia, São Tomé e Príncipe e África do Sul).



Foto: Divulgação

Projetos Previstos

Refino e biorrefino:

- RNEST Trem 2 (UDA)
- Projeto Refino Boaventura
- UFNIII (infraestrutura)
- Adaptações para combustíveis renováveis

Logística:

- Novos dutos (como Centro-Oeste e Novo Duto Claro)
- Terminais, obras intramuros, novos píeres, dragagem e ampliações portuárias
- Terminal Alemoa

Naval e cabotagem:

- Previsão de 20 navios de cabotagem e 18 barcaças
- Afretamento de 40 embarcações de apoio offshore
- Investimento estimado: US\$ 2 bilhões

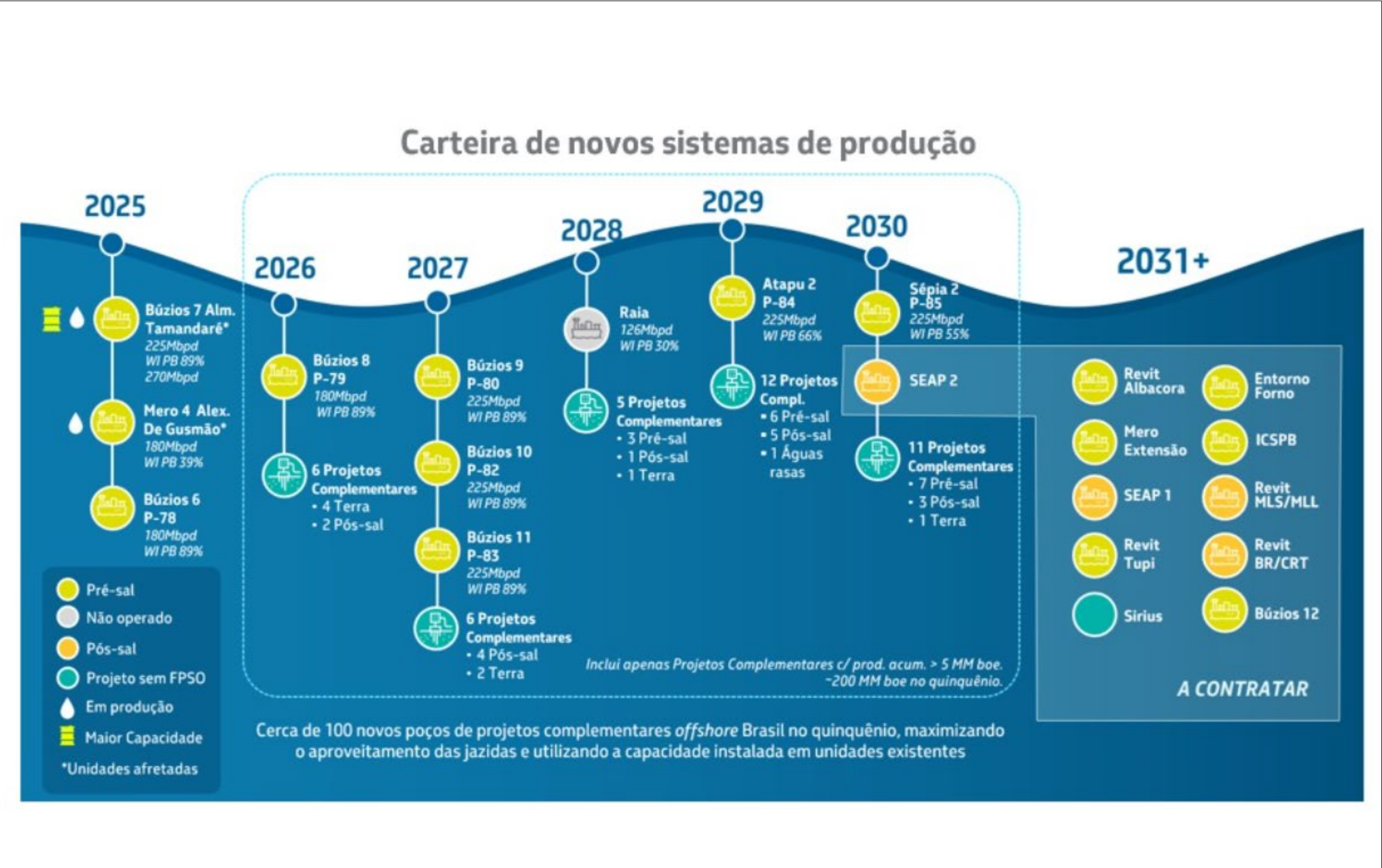
E&P: Avanço na instalação de sistemas em Búzios e expansão do parque de produção mediante múltiplos FPSOs.

Provisões e passivos

Provisão total para abandono, desativação e descomissionamento: US\$ 9,7 bilhões no período.

Premissas e riscos

- Brent de equilíbrio médio da carteira: US\$ 25/barril.
- Variação potencial de até ±10% em projeções e estimativas.
- Utilização de métricas financeiras internas complementares às normas contábeis.



- Declarações prospectivas sujeitas a riscos operacionais, geológicos e de mercado.
- Política ambiental e transição energética
- Ambição de neutralidade em emissões operacionais até 2050.

- Estratégia de “dupla resiliência”: baixo custo e baixa emissão como base de competitividade.
- CAPEX de transição tratado como transversal, distribuído entre E&P, refino e gás.

Camorim receberá R\$30 milhões do Fundo da Marinha Mercante

Transação marca o retorno da atuação da CEF como agente financeiro do FMM



Foto: Divulgação

Foi com um aporte destinado à Camorim Serviços Marítimos que a Caixa Econômica Federal (CEF) voltou a atuar como agente financeiro do Fundo da Marinha Mercante (FMM) após um intervalo de mais de uma década. O contrato foi firmado no último dia (25/11), em Brasília (DF), com vistas ao financiamento de uma embarcação do tipo rebocador.

O investimento, no valor de R\$ 30 milhões, tem como objetivo ampliar a frota da empresa e reduzir a necessidade de afretamentos.

Participaram da cerimônia a diretora de Rede de Atacado, Suely Patrão, além de Carlos Renato Penna de Carvalho, fundador da Camorim, e Eduardo Adami de Carvalho, vice-presidente da empresa. O contrato oferece prazos e condições competitivas. Tem carência de 12 meses e pode ser amortizado em até 148 meses.

A assinatura marca a retomada do banco no financiamento de projetos a longo prazo para o setor naval. Os últimos contratos do banco nessa modalidade haviam sido firmados em 2014. Durante esse período, a CAIXA manteve operações de crédito de curto prazo ao setor.

Para Eduardo Adami, vice-presidente da Camorim Serviços Marítimos, a escolha da Caixa Econômica Federal revela o aprimoramento das técnicas de governança da empresa, que acompanharam a expansão de suas operações nos últimos anos.

“Trabalhamos com muito afinco para expandir nossas atividades de forma inovadora e consistente. A aprovação desse financiamento demonstra que o mercado também enxerga o movimento de expansão dos nossos negócios”, completou.

Criado para estimular a modernização da frota e consolidar a indústria de construção e reparação naval, o Fundo da Marinha Mercante (FMM) é um fundo de caráter contábil. Sua gestão é realizada pelo Ministério dos Transportes, por intermédio do Conselho Diretor do Fundo da Marinha Mercante (CDFMM), sendo o Adicional ao Frete para Renovação da Marinha Mercante (AFRMM) a base principal de financiamento.

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 – Rio de Janeiro – 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.



Foto: Divulgação

Brasil é 'motor' da Cladtek"

Entrevista, Daniel Werneck, Sales Director para as Américas da Cladtek

por Julia Vaz e Fabiano Reis



Foto: Divulgação

A Cladtek celebra uma fase de expansão inédita no Brasil, consolidando o país como protagonista em suas operações globais. Desde 2011, quando iniciou atividades locais com menos de 70 funcionários, a multinacional já soma mais de 800 colaboradores e projeta ultrapassar R\$ 1 bilhão em faturamento até 2026.

Hoje, o Brasil responde por 60% da receita mundial da empresa, um salto expressivo em relação aos 40% registrados anteriormente. Com novos contratos de fornecimento e soluções como o Mechanically Lined Tubulars (MLT) para aplicações abaixo da superfície e o conector para Mechanically Lined Pipes (MLP), a empresa fortalece sua posição no país.

“A Cladtek se adequa constantemente às novas especificações e exigências para garantir maior segurança e durabilidade dos produtos em cada projeto.

Os clientes são cada vez mais exigentes, e isso nos motiva, pois sabemos que não é qualquer empresa que consegue atender a esses requisitos”, pontua Daniel Werneck, Sales Director para as Américas da Cladtek. “Temos esse perfil e confiamos plenamente em nossa capacidade de desenvolvimento para oferecer a solução necessária”, conclui o executivo nessa entrevista exclusiva.

Oil&Gas Brasil: A Cladtek tem expandido sua presença no Brasil. Quais são os principais avanços recentes na fábrica de Santa Cruz e de que forma esses investimentos fortalecem o conteúdo local e a competitividade da operação brasileira?

entrevista exclusiva (continuação)

Daniel Werneck : Estamos no Brasil há 14 anos, passando de 70 para mais de 800 funcionários, o que reflete nosso compromisso com o país. Investimos em automação para aumentar a produtividade e atender diferentes mercados. Recentemente contratamos mais de 100 pessoas para ampliar nossa capacidade fabril e entregar novos projetos.

Oil&Gas Brasil: ***Projetos como Búzios 10 e Mero 3 têm exigido soluções cada vez mais complexas. Como a Cladtek tem contribuído tecnicamente para esses projetos e quais foram os principais desafios e aprendizados nessas entregas?***

Daniel Werneck : Participamos de todas as discussões técnicas, tanto com a Petrobras quanto com os clientes epecistas. Colaboramos no desenvolvimento das especificações e mantemos diálogo constante com os times técnicos.

Nosso DNA de pesquisa e desenvolvimento nos torna flexíveis para adaptar soluções às necessidades dos clientes. Os requisitos técnicos são cada vez mais rigorosos, pois se trata de tubos que precisam operar por 30 anos sem falhas. Gostamos desses desafios, pois reforçam nossa posição única no mercado.

Oil&Gas Brasil: ***Qual foi o escopo do fornecimento de MLP para o projeto Búzios 10, incluindo linhas dedicadas à injeção de CO2?***

Daniel Werneck : Para o projeto Búzios 10, vamos fornecer 133 km de MLP, sendo que mais da metade do escopo é dedicado às linhas de WAG, por onde é injetado o CO2. Esse projeto representa a maior quilometragem já realizada no Brasil e no mundo para esse tipo de aplicação, sendo também o maior projeto da Petrobras nesse segmento.

Oil&Gas Brasil: ***Como a empresa garantiu conteúdo local e quais foram os principais desafios para atender às exigências da Petrobras nesse projeto?***

Daniel Werneck : Atendemos o maior índice de conteúdo local possível. Somos a única empresa que fabrica curvamento por indução, weld overlay e MLP no Brasil para projetos offshore de alta complexidade, como os do pré-sal. Hoje, 100% da nossa força de trabalho é brasileira e tudo o que conseguimos produzir no país é feito aqui. Apenas as ligas resistentes à corrosão são importadas, já que não há fabricantes locais.

Oil&Gas Brasil: ***Quais inovações foram aplicadas para suportar as condições ultraprofundas e dinâmicas do campo de Búzios?***

Daniel Werneck : Desde que começamos a fabricar MLP no Brasil, em 2019, realizamos diversas qualificações junto à Petrobras e aos epecistas. A especificação da Petrobras já passou por mais de dez revisões, e participamos ativamente desse processo. Cada novo requisito técnico nos leva a investir em equipamentos e processos adicionais, incluindo inspeções destrutivas e não destrutivas, para garantir máxima segurança e confiabilidade.



Foto: Divulgação

Oil&Gas Brasil: ***Vocês fazem esses testes no Brasil?***

Daniel Werneck : Sim, temos parcerias com laboratórios e universidades no Brasil, além de instituições na Europa e nos Estados Unidos. Realizamos testes de resistência à fadiga e certificações internacionais da API e ISO, garantindo que nossos produtos atendam às exigências da indústria offshore, que demanda tubos capazes de operar por até 30 anos sem substituição.

Oil&Gas Brasil: ***No projeto Mero, como a Cladtek contribuiu para a qualificação e evolução da tecnologia MLP no pré-sal brasileiro?***

Daniel Werneck : Desde o Mero 1, já executamos cinco projetos no Brasil. Ajudamos na renovação das normas e especificações da Petrobras e também trabalhamos com a TotalEnergies. Sempre nos adequamos às novas exigências para garantir maior segurança e durabilidade dos produtos. Essa exigência nos fortalece, pois sabemos que poucas empresas conseguem atender a esse nível de complexidade.

Oil&Gas Brasil: ***Como os projetos Mero 1 e Mero 4 se diferenciam em termos de escopo e desafios técnicos?***

Daniel Werneck : O Mero 1 foi um grande desafio, pois foi o primeiro projeto realizado no Brasil. Montamos uma fábrica em parceria com a Technip e a Petrobras, em um momento em que a especificação era menos exigente e o conhecimento local ainda limitado.

Aprendemos muito com esse projeto e, ao chegar ao Mero 4, já estávamos mais confiantes e preparados. Fizemos uma qualificação profunda com a Subsea7 e entregamos resultados excepcionais, com indicadores de qualidade e prazos altamente satisfatórios.

Oil&Gas Brasil: ***Quais tipos de testes e simulações a empresa realiza para validar o desempenho dos materiais em condições de instalação e operação em FPSOs?***

Daniel Werneck : Já fornecemos weld overlays de flanges, curvas por indução, tubos cladeados e outros componentes para plataformas replicantes da cessão onerosa. Atualmente, nossa maior demanda está em soluções subsea, que exigem níveis muito mais elevados de qualidade e tolerâncias devido às condições de pressão e temperatura. Ainda assim, temos total capacidade de atender às plataformas, tanto no Brasil quanto em nossas fábricas no exterior, sempre em parceria com operadoras e fabricantes de navios, buscando reduzir custos e prazos sem abrir mão da inovação.

Oil&Gas Brasil: ***Como esses testes contribuem para reduzir riscos de corrosão e aumentar a vida útil dos sistemas offshore?***

Daniel Werneck : Nosso trabalho é garantir que os ativos durem mais tempo sem intervenção ou substituição, com mínima necessidade de injeção de químicos. O MLP pode ser reciclado ao final de 30 anos de operação, reduzindo a pegada de carbono e aumentando o retorno do investimento, inclusive no descomissionamento. Nossas qualificações asseguram resistência superior ao exigido pelas normas, que pedem entre 20 e 30 anos de durabilidade.

Oil&Gas Brasil: ***Existe algum programa específico para qualificação de tubos revestidos mecanicamente para ambientes com CO2 e H2S?***

Daniel Werneck : Todos os nossos MLPs são qualificados para suportar ambientes com CO2 e H2S por mais de 20 anos. Já temos projetos instalados fora do Brasil há mais de duas décadas sem falhas. Trabalhamos continuamente para desenvolver ligas alternativas mais acessíveis, reduzindo custos e aumentando a vida útil dos produtos.



Oil&Gas Brasil: ***A indústria global de óleo e gás está sob pressão para reduzir emissões e diversificar sua matriz energética. Como a Cladtek está se posicionando frente à transição energética, especialmente em relação a projetos de CCUS, hidrogênio e energia geotérmica?***

Daniel Werneck : O MLP já é amplamente utilizado para reinjeção de CO2 em poços de petróleo, inclusive pela Petrobras. Com o MLP, oferecemos soluções para energia geotérmica e projetos de CCUS, reduzindo custos e viabilizando iniciativas que muitas vezes não avançam por questões financeiras.

Oil&Gas Brasil: ***O que diferencia essa tecnologia das soluções tradicionais e em que tipo de aplicação ela oferece maior vantagem?***

Daniel Werneck : O MLP é um tubo para operar enterrado, utilizado na extração de petróleo ou na injeção de gás. Muitas vezes o aço carbono não pode ser aplicado devido ao efeito corrosivo, e a solução tradicional é usar ligas nobres, como o super duplex. Nossa proposta é um tubo revestido internamente, com aço carbono externamente, garantindo proteção contra corrosão com menor custo. Já os conectores reduzem drasticamente o tempo de instalação offshore, diminuindo a necessidade de soldagem e aumentando a segurança, além de reduzir custos operacionais.

Oil&Gas Brasil: ***O Brasil tem se consolidado como um dos mercados mais relevantes para projetos offshore. Qual a visão da Cladtek sobre o papel do país no futuro do setor e como a empresa pretende ampliar sua participação aqui?***

Daniel Werneck : O Brasil é hoje o maior resultado do grupo. Nossa primeira fábrica foi criada na Indonésia em 2003 e a segunda no Brasil em 2013, mas já superamos em relevância. Isso demonstra o foco da empresa no país e a importância do mercado brasileiro para o setor global de óleo e gás.



Petrobras realiza mais uma descoberta de petróleo na Bacia de Campos



A Petrobras identificou a presença de petróleo de excelente qualidade no pós-sal da Bacia de Campos, em poço exploratório no bloco Sudoeste de Tartaruga Verde.

O poço 4-BRSA-1403D-RJS está localizado a 108 km da costa na cidade de Campos dos Goytacazes-RJ, em profundidade d'água de 734 metros.

A perfuração desse poço já foi concluída. O intervalo portador de petróleo foi constatado através de perfis elétricos, indícios de gás e amostragem de fluido.

Essas amostras posteriormente seguirão para análises laboratoriais, que permitirão caracterizar as condições dos reservatórios e fluidos encontrados, possibilitando a continuidade da avaliação do potencial da área.

O bloco Sudoeste de Tartaruga Verde foi adquirido em setembro de 2018, na 5ª Rodada de Partilha de Produção, tendo a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) como gestora.

A Petrobras é a operadora do bloco com 100% de participação.



FPSO EXPO

BRASIL - EPICENTRO GLOBAL DE FPSOs
EXPOSIÇÃO E CONFERÊNCIA

4ª EDIÇÃO

19-21
MAIO
2026

O maior evento sobre FPSOs da América Latina

RESERVE JÁ SEU ESPAÇO

(21) 98295-6331 • leandro@fpsosexpor.com.br

REALIZAÇÃO

Revista digital
Oil & Gas Brasil

LOCAL

ExpoRio
CIDADE NOVA

PATROCÍNIO PLATINUM

TECHOCEAN AASJ
SERVIÇOS INDUSTRIAIS

APOIO INSTITUCIONAL



ABESPetro
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE EMPRESAS DE BOM E SERVIÇO DE PETRÓLEO



ABEEMAR



AMCHAM



ABRACO
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE CORPORAÇÃO



AMPP BRAZIL



SOBENA
Sociedade Brasileira de Engenharia Naval



Polo SEBRAE Offshore



Petrobras abastece navios da Transpetro com bunker com conteúdo renovável

Combustível marítimo com menor intensidade de carbono segue as exigências do mercado internacional.



Entre os dias 10 e 17 de novembro, a Petrobras abasteceu três navios da Transpetro com bunker com 24 % de conteúdo renovável. A operação ocorreu no Terminal Aquaviário de São Sebastião (Tebar), em São Paulo.

O combustível que abasteceu as embarcações é composto por 24 % de biodiesel fornecido pela Petrobras Biocombustível (PBio). Foram abastecidos os navios Zumbi dos Palmares, com aproximadamente 1.300 toneladas, e as embarcações

Rômulo Almeida e Carlos Drummond de Andrade, com cerca de 400 e 300 toneladas, respectivamente. O volume total abastecido nos navios da frota Petrobras equivale ao consumo de combustível realizado pelos navios que foram utilizados como hotelaria durante a COP30.

O bunker com conteúdo renovável atende às regulamentações da Organização Marítima Internacional (IMO), que limita o teor de enxofre nos combustíveis marítimos.

Trata-se de uma solução drop-in, ou seja, pode ser usada pela frota existente sem necessidade de adaptações técnicas, o que posiciona o Brasil como uma alternativa competitiva para o suprimento de combustíveis marítimos sustentáveis.

“A operação no Terminal de São Sebastião reforça o papel da Petrobras como agente na transição energética e no desenvolvimento de soluções sustentáveis para o mercado marítimo. O bunker com conteúdo renovável contribui para a diminuição das emissões de gases de efeito estufa, alinhando-se aos compromissos ambientais da companhia e às melhores práticas internacionais. A Petrobras está expandindo, no Brasil e no exterior, sua capacidade logística para o fornecimento desse tipo de combustível”, afirma o diretor de Logística, Comercialização e Mercados da Petrobras, Claudio Schlosser.

Durante a 30ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP30), realizada em Belém (PA), a Petrobras também cooperou com o aporte de diesel com conteúdo renovável para a frota de ônibus dedicada e para geradores de energia elétrica usados no evento.



Petrobras aprova pagamento de R\$ 12,16 bilhões em dividendos



Foto: Divulgação

O Conselho de Administração (CA) da Petrobras, em reunião realizada em (06/11), aprovou o pagamento de dividendos intercalares no valor de R\$ 12,16 bilhões, equivalente a R\$ 0,94320755 por ação ordinária e preferencial em circulação, como antecipação da remuneração aos acionistas relativa ao exercício de 2025, declarada com base no balanço de 30 de setembro de 2025.

O pagamento proposto está alinhado à Política de Remuneração aos Acionistas (Política) vigente, que prevê que, em caso de endividamento bruto igual ou inferior ao nível máximo de endividamento definido no plano de negócios em vigor (atualmente US\$ 75 bilhões), e observadas as demais condições da Política, a Petrobras deverá distribuir aos seus acionistas 45% do fluxo de caixa livre.

Esta distribuição não compromete a sustentabilidade financeira da companhia.

Os proventos serão pagos em duas parcelas nos meses de fevereiro e março de 2026, da seguinte forma:

Valor a ser pago: R\$ 0,94320755 por ação ordinária e preferencial em circulação, sendo que:

(i) a primeira parcela, no valor de R\$ 0,47160378 por ação ordinária e preferencial em circulação, será paga em 20 de fevereiro de 2026.

(ii) a segunda parcela, no valor de R\$ 0,47160377 por ação ordinária e preferencial em circulação, será paga em 20 de março de 2026.

Data de corte: dia 22 de dezembro de 2025 para os detentores de ações de emissão da Petrobras negociadas na B3 e record date em 26 de dezembro de 2025 para os detentores de ADRs negociados na New York Stock Exchange (NYSE). As ações da Petrobras serão negociadas ex-direitos na B3 a partir de 23 de dezembro de 2025.

Data de pagamento: para os detentores de ações de emissão da Petrobras negociadas na B3, o pagamento da primeira parcela será realizado no dia 20 de fevereiro de 2026 e o da segunda parcela no dia 20 de março de 2026. Os detentores de ADRs receberão os pagamentos a partir de 27 de fevereiro de 2026 e a partir de 27 de março de 2026, respectivamente.

Forma de distribuição: A definição da forma de distribuição (se sob a forma de dividendos e/ou juros sobre capital próprio) ocorrerá até 11 de dezembro de 2025 e será tempestivamente comunicada ao mercado.

Fusão entre MODEC e SOFEC dá origem a uma unidade de negócios de soluções integradas de amarração

A MODEC iniciou uma fusão estratégica de suas subsidiárias integrais, MODEC America e SOFEC, para criar uma unidade de negócios integrada de soluções de amarração e fortalecer sua oferta global.



Foto: Divulgação

Essa fusão, prevista para entrar em vigor em 1º de janeiro de 2026, integrará totalmente a SOFEC ao Grupo MODEC como a nova Unidade de Negócios de Soluções de Amarração, que manterá seu compromisso com o mercado offshore em geral.

A nova unidade continuará a fornecer soluções de amarração da marca SOFEC para clientes que não sejam a MODEC, garantindo a continuidade da mesma qualidade, desempenho e confiabilidade que esses sistemas de amarração oferecem há mais de 50 anos.

Ao comentar sobre essa fusão, Hirohiko Miyata, Presidente e CEO do Grupo MODEC, destacou: “Essa fusão estratégica permitirá que o Grupo MODEC forneça uma equipe de projeto integrada para abastecer instalações flutuantes com soluções de amarração SOFEC para seus clientes, ao mesmo tempo que possibilitará à Unidade de Negócios de Soluções de Amarração apoiar outros fornecedores de plataformas flutuantes com soluções de amarração da marca SOFEC que agregam valor.”

A integração das duas empresas, que têm progredido juntas desde 1988, deverá consolidar ainda mais uma parceria de longa data e bem-sucedida, marcando um passo significativo para fortalecer a base da empresa como uma “líder global na conexão entre o oceano e as pessoas”, permitindo-lhe contribuir para a sociedade através das soluções flutuantes exclusivas da empresa.

A empresa japonesa acrescentou: “Como líder do setor, a MODEC tem mais de meio século de experiência e um sólido histórico, tendo entregue mais de 50 soluções flutuantes de produção para projetos de petróleo e gás offshore em todo o mundo.

“Em apoio a esses projetos, a SOFEC, reconhecida por seus sistemas de amarração permanente de ponta e tecnologias de transferência de fluidos, forneceu sistemas de amarração para um

total de 49 FPSOs/FSOs construídos pela MODEC, incluindo quatro atualmente em construção.”

Essa fusão ocorre meses depois de a empresa ter escolhido a Eld Energy para cuidar do projeto e fabricação de uma unidade piloto de sistema de célula de combustível de óxido sólido (SOFC) destinada à instalação em uma das unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência (FPSO) da empresa japonesa.



Plataforma da Petrobras, P-79, deixa estaleiro sul coreano rumo ao Brasil

Unidade é capaz de produzir 180 mil barris de óleo e comprimir 7,2 milhões de m³ de gás/dia.

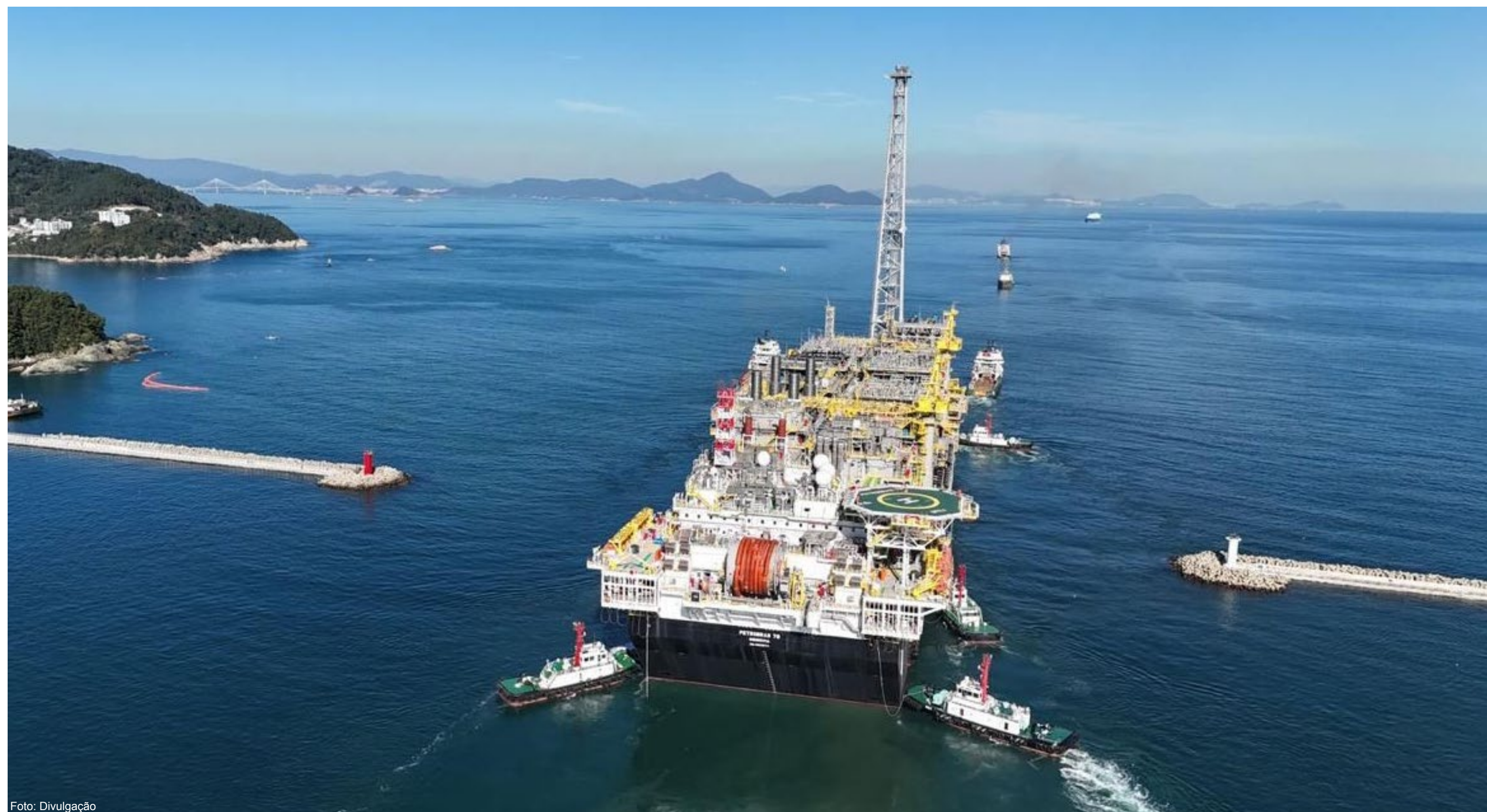


Foto: Divulgação

O navio-plataforma P-79, deixou o estaleiro Hanwha Ocean, na cidade de Geoje-Si na Coreia do Sul, rumo ao campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos.

A plataforma será rebocada até a locação com a tripulação a bordo, o que contribui para agilizar o início da produção.

A chegada está prevista para fevereiro do ano que vem.

“A vinda da plataforma tripulada, a exemplo do que foi feito com a P-78, mostrou-se uma estratégia bem-sucedida para reduzir o tempo de início da produção. Essa é a oitava unidade das 12 previstas para o campo.

Nossa expectativa é que consigamos antecipar o 1º óleo em dois meses em relação ao que está previsto no nosso Planejamento Estratégico. Esse é mais um resultado da dedicação de toda a equipe da Petrobras, aliada à negociação com fornecedores, planejamento detalhado e, sobretudo, disciplina para realizar o que foi planejado”, avalia a diretora de Engenharia, Tecnologia e Inovação, Renata Baruzzi.

Renata esteve recentemente no estaleiro Hanwha Ocean, com a diretora de Exploração e Produção, Sylvia Anjos, para liberação da unidade para o campo de Búzios.

O início de produção da plataforma está previsto para agosto de 2026 e elevará em cerca de 15,6% a atual capacidade de produção instalada do campo de Búzios, para aproximadamente 1,3 milhão de barris/dia, considerando-se também a entrada em produção da P-78, em dezembro deste ano.

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, onde já existem seis FPSOs produzindo: P-74, P-75, P-76, P-77, Almirante Barroso e Almirante Tamandaré. Em outubro, o campo ultrapassou a marca de 1 milhão de barris de petróleo produzidos por dia, tornando-se o maior em produção da Petrobras.

O projeto da P-79 conta com 14 poços, sendo 8 produtores e 6 injetores WAG (tecnologia de injeção alternada de óleo e gás).

A construção do casco aconteceu na Hanwha Ocean, em Geoje-Si, Coreia do Sul, onde também foi realizada a integração e comissionamento dos módulos de topside, construídos na China, Brasil, Coreia do Sul e Indonésia.

Transocean permanecerá por mais tempo na América do Sul e na Europa

A Transocean garantiu mais trabalhos ao largo das costas do Brasil, Noruega e Romênia para um de seus navios-sonda e duas plataformas semissubmersíveis.

Ao revelar a assinatura de contratos para uma plataforma de perfuração em águas ultraprofundas e duas plataformas semissubmersíveis para ambientes hostis, a Transocean explica que esses contratos representam aproximadamente US\$ 89 milhões em carteira de pedidos firmes.

A Petrobras exerceu uma opção de 90 dias para a plataforma de perfuração Deepwater Mykonos no Brasil, dando continuidade direta ao seu programa atual, que deverá contribuir com cerca de US\$ 33 milhões em sua carteira de pedidos.

Com um design aprimorado do Samsung 10000, a plataforma de perfuração construída em 2011 pode acomodar 205 pessoas. Embora a profundidade máxima de perfuração da plataforma seja de 35.000 pés, sua profundidade máxima na água é de 10.000 pés.

Foi exercida uma opção para a perfuração de dois poços na plataforma Transocean Enabler, na Noruega, a uma taxa diária de US\$ 453.000, excluindo serviços adicionais. Esta plataforma está atualmente em operação para a Equinor.

Com uma profundidade máxima de perfuração de 8.500 metros, a plataforma semissubmersível de categoria D, projetada para ambientes hostis, pode operar em profundidades de água de até 500 metros.

O último acordo foi com a OMV Petrom, que exerceu uma opção para um poço na plataforma Transocean Barents, na Romênia, a uma taxa diária de US\$ 480.000.

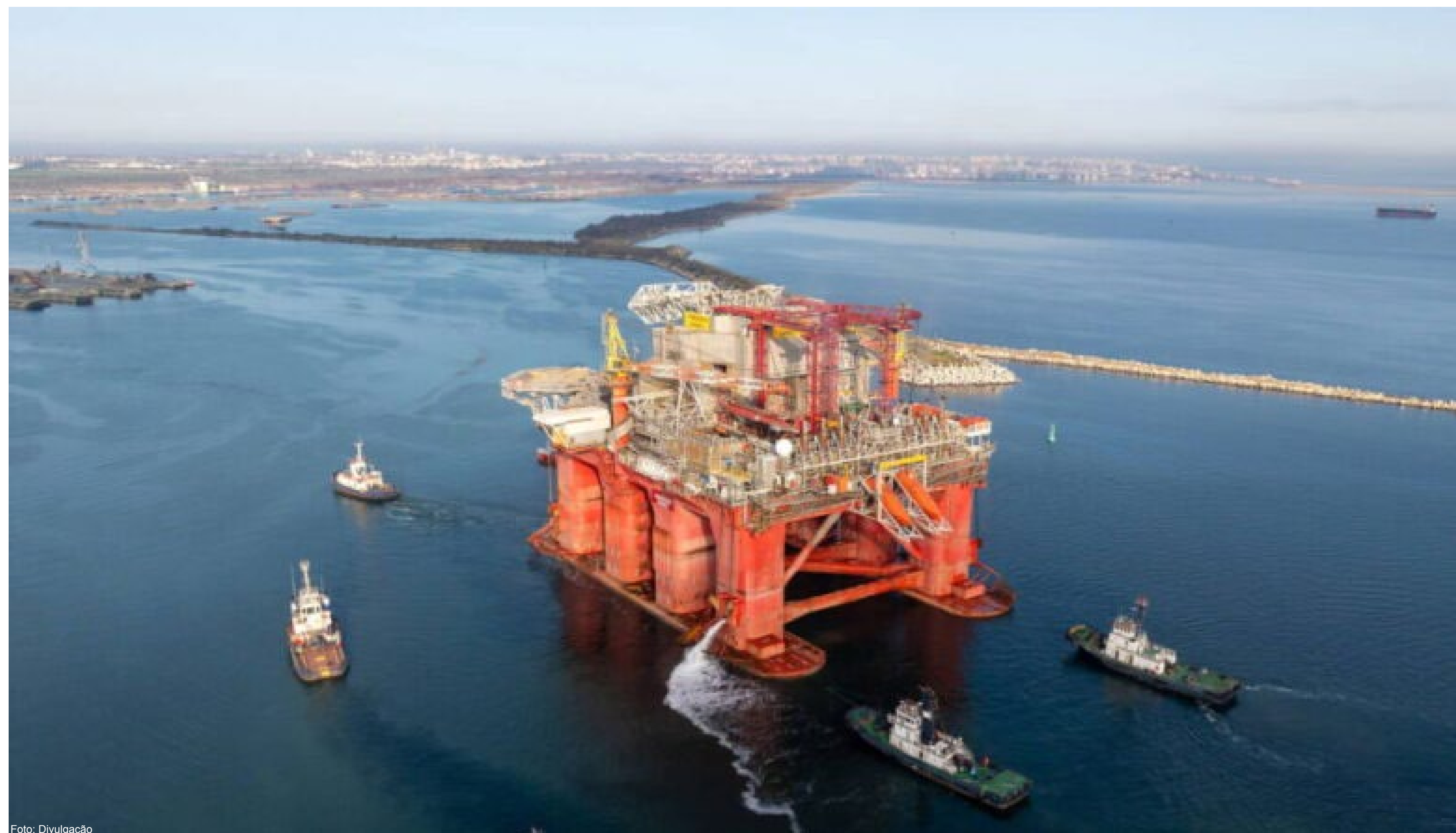


Foto: Divulgação

Esta plataforma semissubmersível para ambientes extremos, projetada pela Aker como H-6e e construída em 2009, tem uma profundidade máxima de perfuração de 10.670 metros.

Uma das plataformas da Transocean auxiliou recentemente a ConocoPhillips na descoberta de mais gás na Bacia de Otway, na costa da Austrália.

Carri Lockhart assume o comando da Karoon

Com mais de 30 anos de experiência no setor de energia.



Carri Lockhart

O conselho da Karoon, que nomeou Carri Lockhart como sua nova diretora-geral e CEO, com vigência a partir de 3 de novembro de 2025, descreve essa nomeação como uma transição de liderança significativa em um momento em que a empresa se prepara para assumir a operação da FPSO Baúna e avançar em suas oportunidades de crescimento orgânico no Brasil e nos Estados Unidos, além de gerenciar importantes desapropriações e gerar valor a partir da área estratégica de exploração na Bacia de Santos Sul.

Com mais de 30 anos de experiência no setor de energia, tendo atuado mais recentemente na Equinor, Lockhart sucederá o Dr. Julian Fowles, que se demitiu da empresa. Ela possui experiência como membro do comitê de gestão da Ascent Resources, uma empresa privada de energia focada na exploração de gás de xisto no nordeste dos EUA. Ao comentar sobre sua nomeação, Lockhart disse: “É uma honra ingressar na Karoon neste momento crucial da trajetória da empresa.

Com produção de baixo custo em dois ativos de classe mundial, diversas oportunidades interessantes de crescimento orgânico, uma nova área de exploração potencialmente significativa e uma sólida posição financeira, a Karoon está bem posicionada para um futuro promissor.”

“Estou ansiosa para trabalhar em estreita colaboração com o Conselho da Karoon, a equipe de gestão e toda a família Karoon na Austrália, no Brasil e nos EUA para implementar as prioridades operacionais e estratégicas da empresa, garantindo operações seguras e confiáveis e gerando valor a longo prazo para os acionistas.”

O nova CEO da Karoon, que também trabalhou na Marathon Oil Company, possui experiência em conselhos e governança adquirida por meio de cargos de diretora não executivo em empresas de capital aberto do setor de energia, incluindo a Williams Companies, uma empresa americana de processamento e transporte de gás natural, e a Innovex, uma empresa de engenharia e fabricação de petróleo e gás.

Peter Botten, Presidente do Conselho da Karoon, declarou:

“Estamos muito satisfeitos em anunciar a nomeação de Carri como nossa nova CEO/Diretora Geral, após uma busca global abrangente. Como engenheira de reservatórios, Carri possui um profundo conhecimento da indústria de petróleo e gás, com vasta experiência na gestão segura, confiável e eficiente de ativos de produção em larga escala, bem como na maturação e aprovação de projetos de desenvolvimento.”

Ela trabalhou com sucesso em diversos países e em diferentes ambientes operacionais.

Ela também demonstrou habilidades na construção e liderança de equipes multidisciplinares de gestão e operação de alto desempenho, promovendo a excelência operacional e desenvolvendo uma cultura corporativa sólida.

Isso, juntamente com sua vasta experiência em conselhos administrativos e excelentes conexões no setor, a tornam a pessoa ideal para dar continuidade ao legado deixado por Julian e liderar a Karoon em sua próxima fase de crescimento.

Quando a manutenção vira ativo: o ROI da prevenção

por Maria Gabriela de Moraes, Diretora Comercial da Private Log



Na indústria onshore de petróleo e gás, o tempo é o bem mais caro que existe. Cada hora parada representa produção perdida, custo acumulado e risco aumentado. É nesse cenário que a manutenção deixa de ser um gasto e passa a ser um ativo estratégico, já que é a manutenção que protege o fluxo de caixa, a segurança das operações e o futuro do negócio.

Por muito tempo, o setor operou sob a lógica da emergência. Só se agia quando o problema já estava instalado, quando o ativo falhava ou a operação era interrompida. Mas o mercado amadureceu, e os números mostram que quem planeja vence.

De acordo com a Society for Maintenance & Reliability Professionals (SMRP), o custo de uma manutenção corretiva é, em média, quatro vezes maior do que o de uma manutenção preventiva. Isso inclui não apenas o reparo em si, mas o impacto indireto de paradas não programadas e atrasos em cadeia.

Manutenção planejada é gestão inteligente. É analisar o histórico de falhas, antecipar intervenções e programar paradas em momentos de menor impacto na produção. Segundo o World Economic Forum, empresas que adotam políticas estruturadas de manutenção planejada reduzem em até 30% os custos operacionais e aumentam em 25% a disponibilidade dos equipamentos.

Cada inspeção antecipada evita horas de inatividade e reduz riscos de acidentes. No contexto brasileiro, onde as operações terrestres representam um desafio logístico constante, o planejamento é ainda mais vital. A Agência Nacional do Petróleo (ANP) apontou que 65% dos incidentes registrados em 2024 no setor onshore estavam ligados à ausência de manutenção preventiva.

Isso mostra que o risco técnico é, na maioria das vezes, consequência direta da falta de previsibilidade.

Ademais, a manutenção feita de forma antecipada é também um escudo financeiro. Quando uma falha é prevenida antes que gere dano estrutural, o custo de reparo é mínimo. Já quando se espera o colapso, o investimento cresce de forma exponencial.

A McKinsey & Company destaca que a manutenção planejada pode gerar retornos de 3 a 8 vezes sobre o valor investido, graças à redução de retrabalho e à otimização de recursos. Mas o maior ganho está na segurança.

O Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) afirma que 80% dos acidentes em plantas industriais estão ligados à ausência de manutenção adequada ou à falha em inspeções programadas. Cada plano de ação antecipado é uma camada de proteção para quem está na linha de frente.

A maturidade operacional começa quando a prevenção se torna cultura. Isso significa treinar equipes, documentar processos e tratar o cronograma de manutenção como prioridade, não como eventualidade. A previsibilidade gera eficiência, e eficiência gera lucro.

Em um mercado onde o erro custa milhões e o imprevisto custa reputação, planejar é a forma mais sólida de garantir crescimento sustentável. A indústria do petróleo e gás, o lucro não está apenas em extrair, e sim em manter o que já foi conquistado operando com inteligência, segurança e constância.

Petrobras e Amazônica Energy firmam primeiro contrato para comercialização de GNL em pequena escala a partir do Polo Urucu



Foto: Divulgação

A Petrobras e a Amazônica Energy firmaram o primeiro contrato de venda de gás natural proveniente do Polo Urucu para comercialização de gás natural liquefeito (GNL) em pequena escala. O acordo inaugura uma nova etapa na monetização das reservas da Bacia Sedimentar do Solimões e marca um avanço para o mercado de gás natural no estado do Amazonas.

O fornecimento de gás está previsto para começar em fevereiro de 2028, com um volume inicial contratado de 100 mil m³/dia e vigência de dez anos, com possibilidade de ampliação conforme a evolução do projeto.

O objetivo é levar gás natural a localidades da Região Norte que enfrentam restrições logísticas de acesso ao insumo, criando soluções de distribuição voltadas à ampliação da oferta deste combustível em áreas remotas da Amazônia brasileira, contribuindo assim para a redução de emissões e o uso mais eficiente dos recursos energéticos da região.

A iniciativa reforça o papel da Petrobras como agente de desenvolvimento energético e regional, consolidando o gás natural como vetor de integração e eficiência na matriz brasileira.

“A parceria com a Amazônica Energy reforça nosso compromisso com soluções que impulsionem o setor energético nacional. Este contrato amplia o acesso ao gás natural na Região Norte, com novas modalidades de entrega e soluções inovadoras que buscam fomentar a economia local, gerando benefícios na região e para o mercado de gás do país.”, destaca Álvaro Tupiassu, Gerente Executivo de Gás e Energia, da Petrobras.

O projeto prevê investimentos da Amazônica Energy em unidades de liquefação, transporte e regaseificação de GNL, além da ampliação do ponto de entrega de transporte. Dessa forma, será possível fomentar o desenvolvimento regional gerando empregos, renda, reduzindo custos de produção e estimulando a cadeia produtiva local, além de fortalecer o mercado de gás natural brasileiro.

A parceria estratégica com a Petrobras é de suma importância para o desenvolvimento desse projeto que visa a diversificação da matriz energética na Região Norte com foco na sustentabilidade, dada a menor pegada de carbono.

Ter um player como a Petrobras ao nosso lado potencializa nossos esforços e se soma à iniciativa de grandes parceiros nacionais e internacionais que colaboram ativamente com a Amazônica Energy nessa empreitada. Nosso compromisso com a Região Norte é um valor firmado no próprio nome da empresa, e muito nos honra capitanear essa iniciativa que vai beneficiar diferentes segmentos produtivos na região. A implantação do Terminal de GNL permitirá o fornecimento de gás natural liquefeito

para indústrias, usinas termelétricas, GNV em frotas veiculares e polos logísticos distribuídos ao longo dos eixos rodoviários e fluviais, com impactos positivos na geração de empregos, atração de investimentos e fortalecimento da economia regional., informa Marcelo Araújo, CEO da Amazônica Energy.

A Petrobras em Urucu

Desde 1988, a Petrobras produz petróleo e gás de forma segura e sustentável na região. O Polo de Urucu é o terceiro maior produtor de gás natural do Brasil, com uma produção média de 5,1 milhões de metros cúbicos por dia, que abastece 65% da geração de energia elétrica de Manaus e de outros cinco municípios do Amazonas. Além disso, o gás de cozinha (GLP), com uma média de 80 mil botijões diários, abastece todos os estados do Norte e parte do Nordeste do país.

A operação gera cerca de 20 mil empregos diretos e indiretos, incluindo aproximadamente 1.000 trabalhadores na região, que se deslocam diariamente de Manaus e Carauari principalmente para trabalhar na unidade.

Ao longo dos anos, a Petrobras desenvolveu mais de 1,5 milhão de mudas de espécies nativas para reflorestamento na região, sendo que atualmente 98% de suas áreas de concessão continuam preservadas para garantir a sustentabilidade ambiental.

Todos os resíduos gerados nas operações de Urucu são destinados de forma adequada e a unidade é autossuficiente em energia, utilizando gás natural produzido localmente, o que ajuda a diminuir significativamente as emissões de gases de efeito estufa.

FPSO da MODEC destinada ao Brasil contará com compressores noruegueses

A TMC Compressors foi escolhida pela MODEC para fornecer um sistema de ar comprimido marítimo para uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência (FPSO) em construção.



que significa que foram especialmente projetados para um ambiente operacional marítimo – como a bordo de uma FPSO localizada longe da costa”, disse Hans-Petter Tanum, diretor de vendas e desenvolvimento de negócios da TMC.

A unidade será localizada a cerca de 200 quilômetros da costa, na Bacia de Santos, em uma descoberta de gás condensado do pré-sal que abrange dois blocos contíguos. O primeiro, BM-S-54, é um contrato de concessão firmado pela Shell em 2005, e o segundo, Sul de Gato do Mato, é um acordo de partilha de produção obtido em 2017.



A empresa norueguesa fornecerá à FPSO Gato do Mato um sistema de ar comprimido marítimo de grande capacidade, incluindo compressores para fornecer ar de controle e serviço a bordo da embarcação. O valor do contrato não foi divulgado.

O projeto FPSO Gato do Mato – Orca está sendo realizado por meio de uma parceria entre a Shell (50%), como operadora, a Ecopetrol (30%) e a TotalEnergies (20%), com a Pré-Sal Petróleo S/A (PPSA) participando como gestora do contrato de partilha de produção.

“Projetamos nossos compressores para que a equipe offshore possa realizar a manutenção facilmente, sem a necessidade de contratar um técnico de serviço externo. Um fator que viabiliza essa abordagem é o uso de compressores desenvolvidos exclusivamente para uso marítimo e offshore, o



Após a conclusão e instalação, a FPSO terá capacidade para produzir 120.000 barris de petróleo por dia e ficará ancorada a uma profundidade de aproximadamente 2.000 metros.

Após uma cerimônia de corte de aço em junho de 2025, a MODEC realizou uma cerimônia de início da perfuração do bloco de aço do casco de popa da FPSO Gato do Mato no início deste mês. A empresa japonesa espera a primeira produção de petróleo em 2029.

Petrobras prorroga contratos para três PLSVs da DOF e da TechnipFMC

Os contratos vigentes da Skandi Vitória e Skandi Niterói, ambas com 142 metros de comprimento, foram prorrogados do quarto trimestre de 2025 até o primeiro trimestre de 2027.

Os contratos de três anos anunciados em junho de 2024 entrarão em vigor após o período de prorrogação. Além disso, o contrato atual da Skandi Açú foi prorrogado do terceiro trimestre de 2026 para o primeiro trimestre de 2027. O contrato de três anos anunciado em agosto de 2024 entrará em vigor após o período de prorrogação.

O Departamento de Finanças (DOF) afirmou que as extensões de contrato adicionam aproximadamente US\$ 100 milhões à sua carteira de pedidos. Todos os demais termos e condições dos contratos anunciados anteriormente permanecem inalterados.

Mons Aase, CEO do Grupo DOF, afirmou: “Estamos felizes em estender a carteira de encomendas firmes dessas três embarcações de alta gama até 2030. Somando-se a outros contratos anunciados anteriormente, a DOF agora possui 17 embarcações no Brasil com carteira de encomendas firmes que se estende até a próxima década.”

Em setembro, a DOF anunciou que havia garantido três contratos, com um valor combinado de aproximadamente US\$ 390 milhões, na costa do Brasil, que lhe permitiriam realizar inspeções submarinas de instalações subaquáticas operadas pela Petrobras.

Em meados de outubro, a armadora norueguesa revelou ter conquistado dois novos contratos de longo prazo com a empresa brasileira, cujo valor combinado é de aproximadamente US\$ 200 milhões, para os navios Skandi Chieftain e Skandi Olympia.



Foto: Divulgação

ABS lança gêmeo digital para aprimorar a segurança, reduzir o tempo de inatividade e prolongar a vida útil de FPSOs, FLNGs e FSRUs

O American Bureau of Shipping (ABS), lançou uma ferramenta de gerenciamento do ciclo de vida de gêmeos digitais estruturais 3D em tempo real, uma solução baseada na web feita sob medida para proprietários e operadores de unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência (FPSO), unidades flutuantes de gás natural liquefeito (FLNG) e unidades flutuantes de armazenamento e regaseificação (FSRU).



O software baseado em nuvem é uma plataforma SOC Tipo 2, considerada o padrão ouro em segurança de dados, e está disponível mundialmente através do portal ABS MyFreedom.

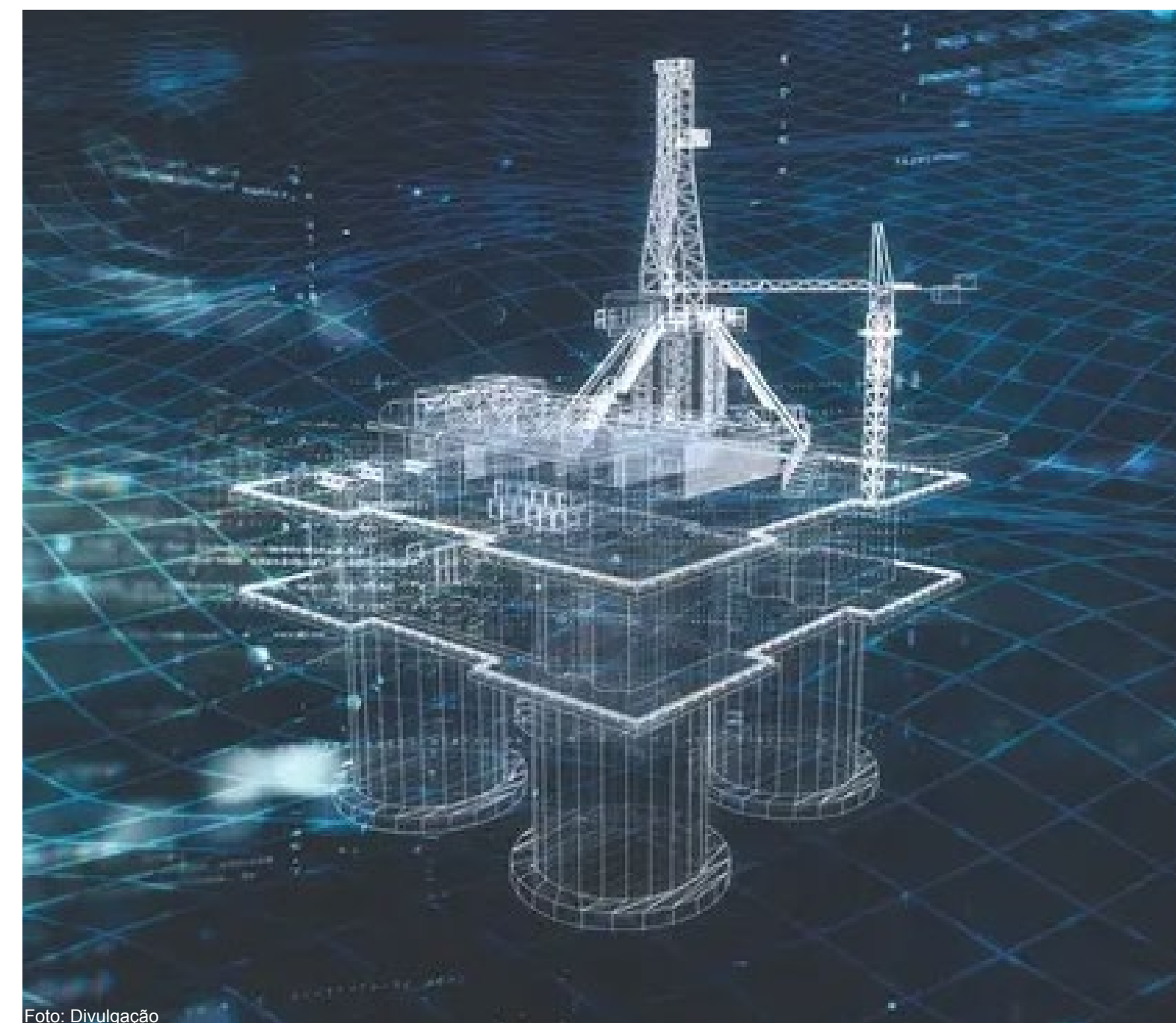
O EagleTwin também inclui ferramentas especializadas para medição, planejamento e recursos CAD, proporcionando maior precisão e eficiência em avaliações estruturais.

Essa solução, que fornece uma representação digital 3D interativa de um ativo offshore, permite uma tomada de decisão mais informada para operações de reparo e inspeção, oferecendo aos operadores uma visão mais completa da integridade estrutural de seu ativo offshore.

John McDonald, presidente e diretor de operações da ABS, comentou: “O EagleTwin foi projetado para enfrentar alguns dos principais desafios da gestão de ativos offshore e do planejamento de inspeções. Ao fornecer aos operadores um gêmeo digital dinâmico, nossa ferramenta oferece insights em tempo real sobre as condições dos ativos e os fatores de risco, permitindo uma tomada de decisão mais informada e a detecção precoce de problemas potenciais.

“Isso não apenas aumenta a segurança e a eficiência operacional, mas também ajuda a proteger e maximizar o valor de mercado de ativos críticos, reduzindo o tempo de inatividade não planejado, prolongando a vida útil dos ativos e apoiando estratégias de investimento de longo prazo.”

Este lançamento ocorre meses depois de a ABS ter dado a sua aprovação ao projeto NearZero FPSO da SBM Offshore, que incorpora tecnologias de baixo carbono que, em conjunto, são consideradas capazes de criar um perfil de emissões de carbono de Escopo 3 próximo de zero, atingindo uma redução de até 80% nas emissões de gases de efeito estufa (GEE).



O gêmeo digital estrutural EagleTwin da ABS integra dados de inspeção e classificação com qualquer sistema computadorizado de gerenciamento de manutenção (CMMS) para uma gestão abrangente do ciclo de vida estrutural, numa tentativa de melhorar a segurança das operações offshore, permitindo uma melhor compreensão da condição de um ativo para fins de conformidade e segurança.

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 aincêndio 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 | • OxigênioMedicinal | • 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.