

Revista digital Oil & Gas Brasil

Ano 2025 . Edição 67. nº 067

- * TechnipFMC garante dois contratos de tubos flexíveis com a Petrobras
- * Karoon revela investimento multimilionário em campanha de revitalização de FPSO
- * DOF afreta embarcação para a Petrobras
- * Solstad fecha contrato com a Petrobras
- * Tenaris inova com CRA aliada à tecnologia Dopeless®

Entrevista exclusiva



Eduardo Adami,
*Vice-Presidente da Camorim
Serviços Marítimos*

**30 anos em operação
offshore**

A expansão de Búzios



Plataforma Almirante Tamandaré, instalada no campo de Búzios, bate recorde de produção de petróleo





As Indústrias de Óleo e Gás desempenham um papel fundamental nos dias de hoje. As demandas são constantes e as mudanças incessantes. Esses desafios movem a **BERCAF DO BRASIL** em uma participação e confiabilidade crescente nesse mercado que evolui muito rápido.

Com a nossa experiência fabricando equipamentos de alta complexidade e entregando projetos em formato turn key, a **BERCAF DO BRASIL** consolida sua posição como parceiro comprometido com a qualidade, soluções sob medida e investimentos constante em tecnologia.



Conheça alguns de nossos equipamentos para o segmento de **Óleo & Gás**:

- Skid Roller;
- Tensionador;
- Carrossel;
- Plataformas off loading;
- Tapping head;
- Armadora;
- Flexlock;
- Carcass;
- Rewind;
- Linhas de Extrusão;
- Reel drive system;



BERCAF DO BRASIL

RUA PEDRO LUIZ COPPINI, 30/40/80

CAPUÁVA | MAUÁ / SÃO PAULO CEP 09.380-220

+55 11 3705 7248 | +55 11 95407 5454

WWW.BERCAF.COM.BR



Sumário

10 petróleo e gás

21 matéria de capa

28 artigo I

33 entrevista exclusiva

Seções:

03 sumário

04 editorial

05 petróleo e gás

06 petróleo e gás

08 petróleo e gás

11 petróleo e gás

14 petróleo e gás

16 petróleo e gás

19 petróleo e gás

25 petróleo e gás

26 petróleo e gás

27 petróleo e gás

28 artigo I

52 fornecedores

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

Diretora: Renata Soares **Reportagem:** Flávia Vaz, Julia Vaz e Fabiano Reis
Editores: 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

Superando as expectativas

A produção petrolífera brasileira tem sido impulsionada, majoritariamente, por dois grandes ativos: Tupi e Búzios, responsáveis por cerca de 50% do total de barris de óleo e gás equivalente (boe) extraídos nas nossas bacias. Com uma produção já próxima de 1 milhão de boe por dia, Búzios prepara-se para assumir a liderança entre os maiores produtores individuais, com a entrada iminente da plataforma P-78, atualmente a caminho do Brasil, vinda de Singapura. A matéria de capa desta edição revela o gigantismo desse campo, que, nos próximos anos, contará com 11 unidades de produção.

Os avanços no pré-sal vêm sendo consolidados com o apoio de inovações geradas não apenas pelos grandes fornecedores de bens e serviços — incentivados pelas operadoras que atuam nesse cenário — mas também por empresas emergentes, startups e deeptechs, que têm se dedicado a enfrentar os grandes desafios tecnológicos da indústria.

O enorme potencial das startups para gerar inovação já foi demonstrado em diversos projetos desenvolvidos com recursos da cláusula de PD&I (Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Para ampliar esse movimento, a ANP criou, há um ano, o programa NAVE — Núcleo de Aceleração da Inovação em Vínculo Empresarial — que deverá atingir velocidade de cruzeiro em 2026.

Com investimentos da ordem de R\$ 28 milhões, o NAVE ganhará tração após a assinatura, em agosto, de contratos com 21 empresas selecionadas para desenvolver soluções voltadas a desafios tecnológicos cruciais para o setor energético.

A matéria sobre o programa destaca a participação de nove operadoras: CNPC, CNOOC, Equinor, ExxonMobil, Repsol Sinopec, Shell, Petrobras, Petrogal Brasil e TotalEnergies.

Encerramos esta edição com uma entrevista exclusiva com Eduardo Adami, vice-presidente da Camorim Serviços Marítimos, que celebra 30 anos como uma das principais empresas de apoio offshore do país.

Com uma frota de mais de 150 embarcações de diversos tipos, o sucesso da Camorim está alicerçado na “combinação de experiência e estrutura”, segundo o executivo. “Estamos presentes em diferentes linhas de negócio, atendendo demandas que vão muito além do setor de óleo e gás. Essa diversidade garante que nossa frota esteja constantemente em operação, adaptando-se às necessidades de cada segmento”, conclui.

A editora boa leitura!



AEGIS/Macaré

Fugro encarregada de ajudar a proteger as atividades de exploração em águas profundas do país

A Fugro ganhou dois contratos com a Constellation para dar suporte a atividades responsáveis de exploração em águas profundas em duas regiões.

Nos dois contratos de três anos, o escopo da Fugro inclui a implantação de veículos avançados operados remotamente (ROVs) a bordo de embarcações gerenciadas pela Constellation para realizar inspeções de equipamentos submarinos, intervenções e uma variedade de atividades de observação e pesquisa.

O trabalho será realizado no que a Fugro descreve como duas das regiões estrategicamente mais importantes do Brasil: a madura Bacia de Campos e a emergente Margem Equatorial .

A primeira campanha começará neste trimestre na Bacia de Campos, a bordo do navio Tidal Action, seguida por uma segunda implantação no início de 2026 na Margem Equatorial, a bordo do Amaralina Star.

A Fugro disse que equiparia ambas as embarcações com seus sistemas FCV 3000 ROV, uma classe de veículos de águas profundas construídos para ambientes offshore complexos, a serem operados por equipe baseada no Brasil.

“Nossa parceria com a Constellation reflete um compromisso compartilhado com o avanço da exploração offshore em alinhamento com a transição energética mais ampla do Brasil”, disse Felipe Vasconcellos, Gerente da Fugro no Brasil.

“Ao combinar expertise submarina confiável com tecnologia avançada de pesquisa, estamos ajudando a garantir que a exploração nessas regiões de fronteira sustente um futuro energético mais seguro, resiliente e sustentável.”



Foto: Divulgação

Vários contratos de robótica submarina com a Petrobras trazem US\$ 180 milhões para a Oceaneering

A Oceaneering International garantiu vários contratos de robótica submarina com a Petrobras, que têm uma receita agregada prevista de aproximadamente US\$ 180 milhões.

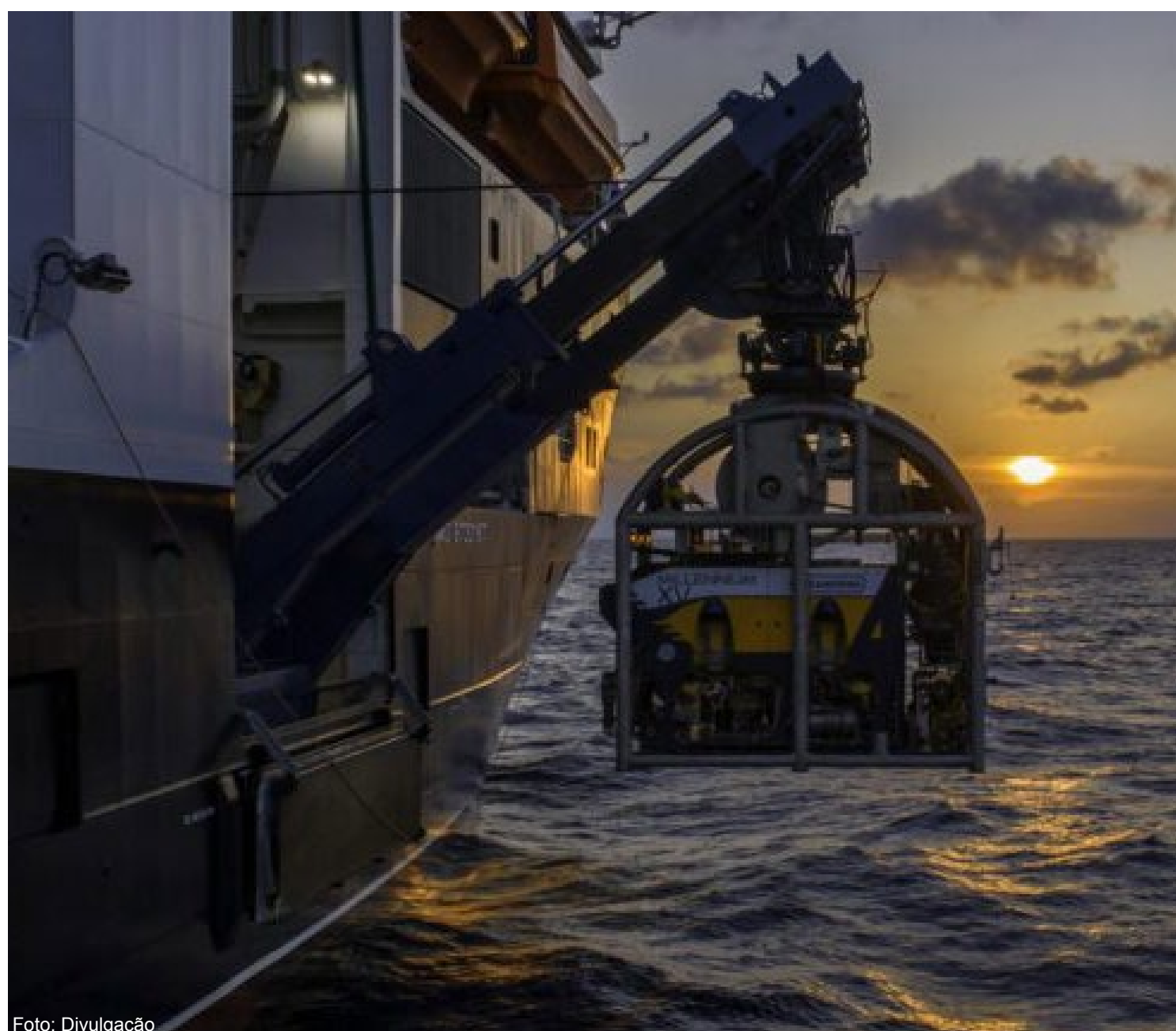


Foto: Divulgação

Após uma licitação competitiva, a subsidiária brasileira da Oceaneering, Marine Production Systems do Brasil (MPS), recebeu os contratos durante o segundo trimestre de 2025 para o fornecimento de serviços de veículos operados remotamente (ROV) de classe de trabalho, pacotes de ferramentas especializadas e serviços de pesquisa a bordo de vários navios de manuseio de âncoras e suporte de ROV trabalhando em projetos da Petrobras.

Os escopos incluem suporte de ROV para atividades de inspeção, manutenção e reparo (IRM) e descomissionamento, bem como serviços relacionados ao posicionamento de superfície e submarino, conexões de FPSO, inspeções de amarração e instalações de estacas.

Os contratos, cada um com duração de quatro anos e opções de extensão, começarão em datas variadas no terceiro e quarto trimestres de 2025 e no primeiro trimestre de 2026.

“Como líder global em serviços de ROV, estamos entusiasmados em expandir ainda mais nossa presença no Brasil. Esses contratos nos dão visibilidade da nossa carteira de pedidos para os próximos anos, reforçando nossa perspectiva de mercados de energia offshore resilientes”, disse Martin McDonald, Vice-Presidente Sênior de Robótica Submarina da Oceaneering.

Essa visibilidade também nos permite planejar e alocar recursos estrategicamente, garantindo um desempenho seguro, consistente e confiável. Temos orgulho de continuar apoiando os projetos offshore da Petrobras e contribuindo para o desenvolvimento do setor energético brasileiro.

Por meio da MPS, a Oceaneering opera diversas instalações, incluindo um centro para ROV, levantamento, ferramentas de intervenção submarina e soluções de engenharia, além de um centro de operações remotas onshore em Macaé e uma fábrica de umbilicais em Niterói. A empresa atua no Brasil há quase três décadas.

Em 1º de julho, a Oceaneering iniciou um contrato com a gigante de energia dos EUA, ExxonMobil, para o fornecimento de serviços de ROV e soluções integradas em um bloco offshore em Angola, que deve gerar de US\$ 80 milhões a US\$ 90 milhões em receitas ao longo de seu prazo de três anos.

A empresa também atualizou recentemente seu navio de pesquisa Ocean Intervention II, de 77 metros de comprimento, lançado em 2000, para realizar operações de pesquisa autônomas simultâneas.



Foto: Divulgação

TechnipFMC garante dois contratos de tubos flexíveis com a Petrobras

A TechnipFMC, garantiu dois contratos submarinos com a Petrobras para a entrega de tubos flexíveis a serem implantados em diversas bacias.

Definido como um contrato substancial, ou seja, com valor entre US\$ 250 milhões e US\$ 500 milhões, o primeiro prêmio abrange o projeto, a engenharia e a fabricação de risers flexíveis de injeção de gás, que serão usados para sustentar a pressão do reservatório e aumentar a eficiência da produção por meio da reinjeção de gás de alta capacidade em formações do pré-sal na Bacia de Santos.

Resultado de uma licitação competitiva, o segundo contrato inclui o projeto, a engenharia e a fabricação de risers e linhas de fluxo flexíveis para implantação em ativos na Bacia de Campos. A TechnipFMC define este segundo contrato como significativo, com valor entre US\$ 75 milhões e US\$ 250 milhões.

A fabricação será realizada exclusivamente na unidade de produção de flexíveis da empresa em Açú.

Jonathan Landes, Presidente de Subsea da TechnipFMC, afirmou: “À medida que a Petrobras desbloqueia os recursos energéticos do Brasil, temos orgulho de fornecer tecnologia e expertise que apoiam alguns de seus projetos tecnicamente mais desafiadores. A TechnipFMC é líder em inovação submarina e continua a desenvolver tecnologias flexíveis para apoiar novos projetos e agregar valor aos seus clientes.”

A TechnipFMC e a Petrobras iniciaram recentemente um projeto piloto no Brasil para testar uma nova tecnologia de atuação elétrica, que deverá integrar o portfólio eSolutions da TechnipFMC para sistemas submarinos.

O equipamento deverá ser integrado a uma árvore submarina com instalação prevista para 2026.



Foto: Divulgação

Karoon revela investimento multimilionário em campanha de revitalização de FPSO

A Karoon Energy, revelou seus planos de investimento para uma campanha de revitalização de seu FPSO e um projeto de extensão de vida útil em campo no país.



Meses após a aquisição do FPSO Cidade de Itajaí, implantado em seu projeto Baúna, no BM-S-40, a Karoon Energy divulgou o lançamento de seus projetos de revitalização e extensão de vida útil de Baúna, com investimentos previstos de aproximadamente US\$ 55-65 milhões em 2026 e US\$ 80-90 milhões no período de 2030 a 2034.

A empresa reavaliou as reservas e os recursos contingentes para o projeto em 30 de junho de 2025.

O Dr. Julian Fowles, CEO e diretor administrativo da Karoon, comentou: “Um dos principais motivadores da aquisição do FPSO Baúna no 1S25 foi o potencial de redução de custos operacionais futuros, o que nos permitiria acessar alguns ou todos os recursos contingentes existentes.

Uma análise abrangente foi concluída, confirmando que, com a nova estrutura de custos prevista e a implementação dos

planos de extensão de vida útil, a vida útil econômica do projeto Baúna pode ser estendida em aproximadamente sete anos, de 2032 a 2039, quando a concessão de produção expira. Além disso, nos últimos 18 meses, a taxa de declínio de Baúna tem sido menor do que nossas expectativas, indicando uma recuperação final maior do projeto.

Os estudos incluíram uma avaliação atualizada do desempenho do reservatório, modelagem e perspectiva de atividades; remoção dos custos de afretamento do FPSO Altera&Ocyan (A&O), levando a uma redução nas taxas mínimas de produção econômica; uma avaliação atualizada dos custos operacionais de longo prazo; avaliação atualizada dos custos de abandono de campo e a data de expiração da concessão de produção em fevereiro de 2039.

Como resultado, as reservas 2P foram revisadas para cima em 17,6 milhões de barris de petróleo. Após a produção de 3,9 milhões de barris de petróleo no primeiro semestre de 2025, as reservas 2P no final de junho de 2025 eram de 52,7 milhões de barris de petróleo, em comparação com 39 milhões de barris de petróleo no final de dezembro de 2024.

Por outro lado, os recursos contingentes 2C foram reduzidos de 11,2 milhões de barris de petróleo para 3 milhões de barris de petróleo no mesmo período, com base no potencial de produção até o fim estimado da vida útil operacional da instalação em 2040.

A Karoon afirma que os volumes recuperáveis 2P aumentaram 120% desde a aquisição do ativo em novembro de 2020.

A Karoon espera investir US\$ 55-65 milhões em sua campanha de revitalização de FPSO em 2026 e aproximadamente US\$ 80-90 milhões em atividades de extensão de vida útil entre 2030 e 2034.

Esperase que esse CAPEX de extensão de vida útil inclua duas campanhas de flotel e atualizações de equipamentos associadas.

Dada a inclusão do FPSO, bem como mudanças no escopo, duração das atividades e taxas de embarcações, os custos de abandono aumentaram de US\$ 174,9 milhões em 2032 para US\$ 260 milhões em 2039. O projeto Baúna compreende os campos de Baúna, Piracaba e Patola na concessão BM-S-40 offshore do Brasil.

O FPSO Cidade de Itajaí, capaz de operar em lâmina d'água de até 1.000 metros, foi construído no estaleiro Jurong, em Cingapura, em 1995 e convertido em 2012. Essa unidade, que começou a operar no Brasil em fevereiro de 2013, pode produzir 80.000 barris de petróleo por dia e comprimir 2 milhões de metros cúbicos de gás por dia.



Petrobras aprova Bruno Moretti como novo presidente do Conselho de Administração

O Conselho de Administração (CA) da Petrobras aprovou, em reunião realizada no dia (21/08), o conselheiro Bruno Moretti como novo presidente do CA, nos termos do §2º do art. 18 do Estatuto Social, com mandato até a próxima Assembleia Geral.

Bruno Moretti é formado em Economia pela Universidade Federal Fluminense (UFF), possui mestrado em Economia da Indústria pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Doutorado em Sociologia pela Universidade de Brasília (UnB) e estágio pós-doutoral em Sociologia pela UnB.

Atualmente, é doutorando em Desenvolvimento Econômico pela Unicamp. Iniciou sua carreira como Analista de Planejamento e Orçamento do Ministério do Planejamento, em 2004.

Entre 2009 e 2012, foi Diretor da Secretaria de Planejamento e Investimentos Estratégicos. De 2013 a 2014 atuou como Assessor da Secretaria Executiva do Ministério do Planejamento e foi membro suplente do Conselho Deliberativo da Funpresp. Entre 2013 e 2015, atuou no Conselho de Administração e Conselho Fiscal do EBSERH.

Foi Diretor e Secretário-Executivo Substituto da Secretaria Executiva do Ministério da Saúde, entre 2014 e 2015. De 2015 a 2016 atuou como Secretário-Executivo Adjunto da Casa-Civil da Presidência da República. Foi Assessor Técnico no Senado Federal, de Economia, infraestrutura, política fiscal e orçamento público entre 2017 e 2022.

Atualmente é Secretário Especial de Análise Governamental da Presidência da República, Conselheiro de Administração da Petrobras e Membro do Comitê de Investimentos da Petrobras.



Petrobras contrata embarcações voltadas à campanha de prontidão de plataformas no valor de R\$ 1,2 bilhão

Embarcações apoiarão manutenção e atividades de prontidão para o descomissionamento de plataformas fixas em bacias marítimas no Nordeste.



Foto: Divulgação

A Petrobras assinou contratos de afretamento e de prestação de serviços de operação náutica e hotelaria referentes a duas embarcações autoeleváveis do tipo Liftboat, no valor de R\$ 1,2 bilhão. Essas embarcações apoiarão operações de manutenção e prontidão de plataformas fixas que serão descomissionadas nas bacias Sergipe-Alagoas e Rio Grande do Norte-Ceará.

O acordo comercial, oriundo de um processo licitatório, foi celebrado com a OOS International B.V., em parceria com a Camorim Serviços Marítimos. As unidades Jin Hua 01 e Jin Hua 02 serão afretadas por um período de três anos.

Os contratos devem gerar novos empregos diretos e movimentar a economia local. “Com estes contratos, a Petrobras aumenta a

eficiência de suas atividades na campanha de descomissionamento, agilizando a prontidão das plataformas, além de melhoria das condições de integridade”, destacou o gerente executivo de Terra e Águas Rasas da Petrobras, Stênio Galvão.

Liftboats são embarcações multiuso e autoeleváveis, projetadas para transportar tripulação e equipamentos, além de realizar manutenção e servir como acomodação para pessoal. Este tipo de embarcação trará melhorias no apoio logístico com consequente ganho de produtividade para estas atividades.

As unidades contratadas operarão em profundidades de até 48 metros, dando suporte à manutenção e às atividades de prontidão das plataformas que futuramente serão descomissionadas.



A diretora de Exploração e Produção da Petrobras, Sylvia Azeiteiro, e o CEO da OOS International, Leon Overduin, celebram assinatura de contratos das embarcações do tipo Liftboat

Tenaris inova com CRA aliada à tecnologia Dopeless®, reforçando liderança técnica no pré-sal brasileiro



Foto: Divulgação

A Tenaris atingiu um novo marco técnico no offshore do Brasil com a implantação bem sucedida de CRA (corrosion-resistant alloy) utilizadas em conjunto com a tecnologia Dopeless® em dois poços localizados nos campos de Búzios e Jubarte, no pré-sal brasileiro.

As operações envolveram a instalação de mais de 400 tubos por poço, equipados com tubulares de aço Superduplex 25Cr com conexões TenarisHydril Blue® e tecnologia Dopeless® – um revestimento multifuncional que reduz etapas de manuseio e preparação durante o armazenamento e operação, contribuindo para maior segurança, eficiência e menor impacto ambiental em ambientes offshore.

De acordo com Tomás Castiñeiras, Diretor Global de Vendas Técnicas da companhia, os materiais de CRA oferecem desempenho aprimorado ao mitigar os riscos de corrosão e atender aos rigorosos requisitos técnicos do pré-sal.

O executivo reforça ainda que, os materiais integrados à tecnologia Dopeless®, com sua lubrificação consistente e de alto desempenho, reduzem significativamente a ocorrência de galling e, ao mesmo tempo, aumentam a confiabilidade operacional. O seu uso possibilitou a descida em triplos stands em ambos os poços, o que contribuiu para redução do tempo de instalação em até 50%, além de tornar as operações mais seguras para a equipe.

“Fomos pioneiros no uso de materiais CRA em combinação com a tecnologia Dopeless® em algumas das operações mais complexas do mundo. Desde sua introdução no Mar de Barents, em 2005, essa integração permitiu operações offshore mais seguras, rápidas e confiáveis.



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

As recentes implementações no Pré-Sal reforçam nossa liderança técnica em ambientes de águas ultraprofundas, onde materiais e tecnologias avançadas são essenciais para o desempenho e a confiabilidade a longo prazo”, afirmou Castiñeiras, que também fez parte da equipe que introduziu a tecnologia na Noruega há mais de 20 anos.

“Estamos trazendo um diferencial significativo para o mercado brasileiro, com base em um histórico de aplicações comprovadas em operações offshore em todo o mundo. Esses projetos representam um avanço importante para a Tenaris no Pré-Sal, ao oferecer uma solução pronta para uso e ambientalmente responsável, que não requer descarte ou limpeza de resíduos a bordo, reduzindo, assim, o consumo de água. A tecnologia Dopeless® também garante um desempenho mais consistente, o que é especialmente essencial para aplicações com materiais CRA.”, finalizou o presidente da Tenaris no Brasil, Renato Catallini.

10 perguntas e respostas sobre a Avaliação Pré-Operacional - APO na Margem Equatorial

A Avaliação Pré-Operacional (APO), conduzida pelo Ibama, é a etapa final do processo de licenciamento ambiental para perfuração no bloco FZA- M-59, em águas profundas do Amapá, na Margem Equatorial.

Vejam abaixo respostas para as principais perguntas sobre esse exercício simulado.

O que é a APO?

A Avaliação Pré-Operacional (APO) é a etapa final do processo de licenciamento ambiental conduzido pelo Ibama e tem como objetivo testar a eficácia do plano de resposta à emergência apresentado pela Petrobras.

Quanto tempo vai durar?

O tempo estimado de duração é de 3 a 4 dias.

Como a Petrobras vai atuar durante a APO?

A partir do cenário emergencial definido pelo Ibama no início do exercício, a Petrobras irá atuar com os recursos previstos para resposta, que envolvem a mobilização de embarcações, veículos, centros de fauna e aeronaves.

Quais equipamentos serão mobilizados?

- 6 embarcações equipadas para contenção e recolhimento de óleo;
- 1 navio sonda;
- 3 aeronaves que poderão ser utilizadas para resgate aeromédico, resgate de fauna e monitoramento aéreo;
- 6 embarcações adicionais dedicadas e equipadas com recursos e especialistas para atendimento à fauna;
- 2 Centros de Atendimento e Reabilitação de Fauna (CAF), sendo um em Oiapoque (AP) e outro em Belém (PA).

O que são os Centros de Atendimento e Reabilitação de Fauna?

São uma espécie de hospital para fauna que contam com ambulatório, salas de estabilização, atendimento, centro cirúrgico e outros espaços dedicados a atender aves, mamíferos marinhos, tartarugas, golfinhos e peixes-boi. Os dois centros de fauna estão localizados em Belém (PA) e Oiapoque (AP) e prontos para operar.

Quantas pessoas serão envolvidas no simulado?

A Petrobras mobilizará cerca de 400 pessoas para o exercício simulado.

Vai ocorrer alguma perfuração de poço durante a APO?

Não. A perfuração somente será realizada após a concessão da licença pelo Ibama.

A Petrobras já participou de algum exercício desse porte?

Sim. A mais recente foi em setembro de 2023, na Margem Equatorial Bacia Potiguar. Na ocasião a Petrobras obteve a Licença de Operação para o bloco BM-POT-17.

Haverá simulação de toque de óleo na costa?

Não. Em todas as modelagens nos estudos de correntes das marés realizados é descartada a possibilidade de chegada do óleo em terra no caso de uma ocorrência.

Lembrando que o local de pesquisa está a 175 Km da Costa do Amapá e mais de 500 Km da Foz do Rio Amazonas.

Quanto tempo depois da APO a Petrobras receberá a licença para perfurar?

Cabe ao Ibama definir os próximos passos e os prazos após a realização do exercício.

Conheça mais sobre a Margem Equatorial e sobre a atuação da Petrobras na região.



DOF afreta embarcação para a Petrobras

O contrato de fretamento tem o período de quatro anos com a Petrobras.

Pelo contrato avaliado em aproximadamente US\$ 165 milhões, o Skandi Salvador operará com dois veículos operados remotamente (ROVs) de classe de trabalho e um guindaste submarino, com entrega prevista para dezembro.

O prêmio faz parte do mesmo processo de licitação competitiva que resultou nas concessões de contratos previamente anunciadas da Skandi Achiever , Skandi Carla e Geoholm .

O Skandi Salvador, com 106 metros de comprimento, foi construído em 2009 e tem capacidade para 100 pessoas.

A embarcação trabalhou anteriormente com a Subsea7 , apoiando projetos de umbilicais, risers e linhas de fluxo submarinos (SURF) na costa brasileira.

Além disso, o DOF também anunciou um adendo ao seu contrato de inspeção de longo prazo (PIDF) com a Petrobras, que compreende um escopo adicional de trabalho com previsão de conclusão até o final de 2025.

Stril Explorer, Geoholm e Skandi Carla estão atualmente operando neste contrato. O valor combinado do adendo é superior a US\$ 50 milhões.

Esses acordos ocorrem após um competitivo processo de licitação de navios para fornecimento de rebocadores de manuseio de âncoras (AHTS), que permitiu à gigante brasileira contratar os navios Skandi Logger, Skandi Iguaçu, Skandi Angra, Skandi Paraty, Skandi Urca, bem como Skandi Fluminense e Skandi Lifter, anunciados no início deste mês.



Foto: Divulgação

Plataforma Almirante Tamandaré, instalada no campo de Búzios, bate recorde de produção de petróleo

Unidade atingiu vazão máxima de 225 mil barris por dia, a maior de uma única plataforma na história da Petrobras.



Ao atingir a marca de 225 mil barris/dia, no último dia (14/8), a plataforma Almirante Tamandaré (Projeto Búzios 7) alcançou a maior vazão de produção por unidade da história da Petrobras, 3 meses antes da data prevista, novembro deste ano.

O FPSO (navio que produz, transporta e armazena petróleo) entrou em operação em fevereiro, no campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos, e o recorde obtido confirma a expectativa de que o campo seja, em breve, o maior em produção pela Petrobras. Búzios é o segundo campo em volume de produção no país, atrás apenas do Campo de Tupi.

O super campo de Búzios, descoberto em 2010, apresenta dimensões gigantescas, sua espessura equivale a altura do pão de açúcar e área equivalente a duas vezes o tamanho da Baía de Guanabara.

A magnitude do campo permitiu que a Petrobras buscasse também maiores unidades de produção. O FPSO Alnte Tamandaré, com apenas 5 poços e com 179 dias do início da produção, já atinge sua capacidade máxima de produção de 225 mil barris/dia.

A diretora de Engenharia, Tecnologia e Inovação da Petrobras, Renata Baruzzi, lembrou que a capacidade média das plataformas no mundo é menor, em torno dos 150 mil barris por dia de óleo e de compressão de 10 milhões de m3 de gás. “Alcançamos outro patamar de produtividade, só possível em campos como o de Búzios. Nessa unidade, além da alta capacidade, focamos em obter mais eficiência e em tecnologias de descarbonização, destacou.

Entre as tecnologias citadas estão o flare fechado, que contribui para redução das emissões de gases de efeito estufa na atmosfera. Há também tecnologias para aproveitamento de calor, que reduzem a demanda de energia adicional para a unidade.

O FPSO recebeu o Selo de Sustentabilidade da certificadora ABS, e o Projeto Búzios 7, como um todo, concorre, por inovações e excelência nas práticas de gerenciamento, ao Prêmio OTC Brasil Distinguished Achievement Award for Companies, da Offshore Technology Conference, um dos mais importantes eventos mundiais de tecnologia voltado para o setor de petróleo e gás offshore.

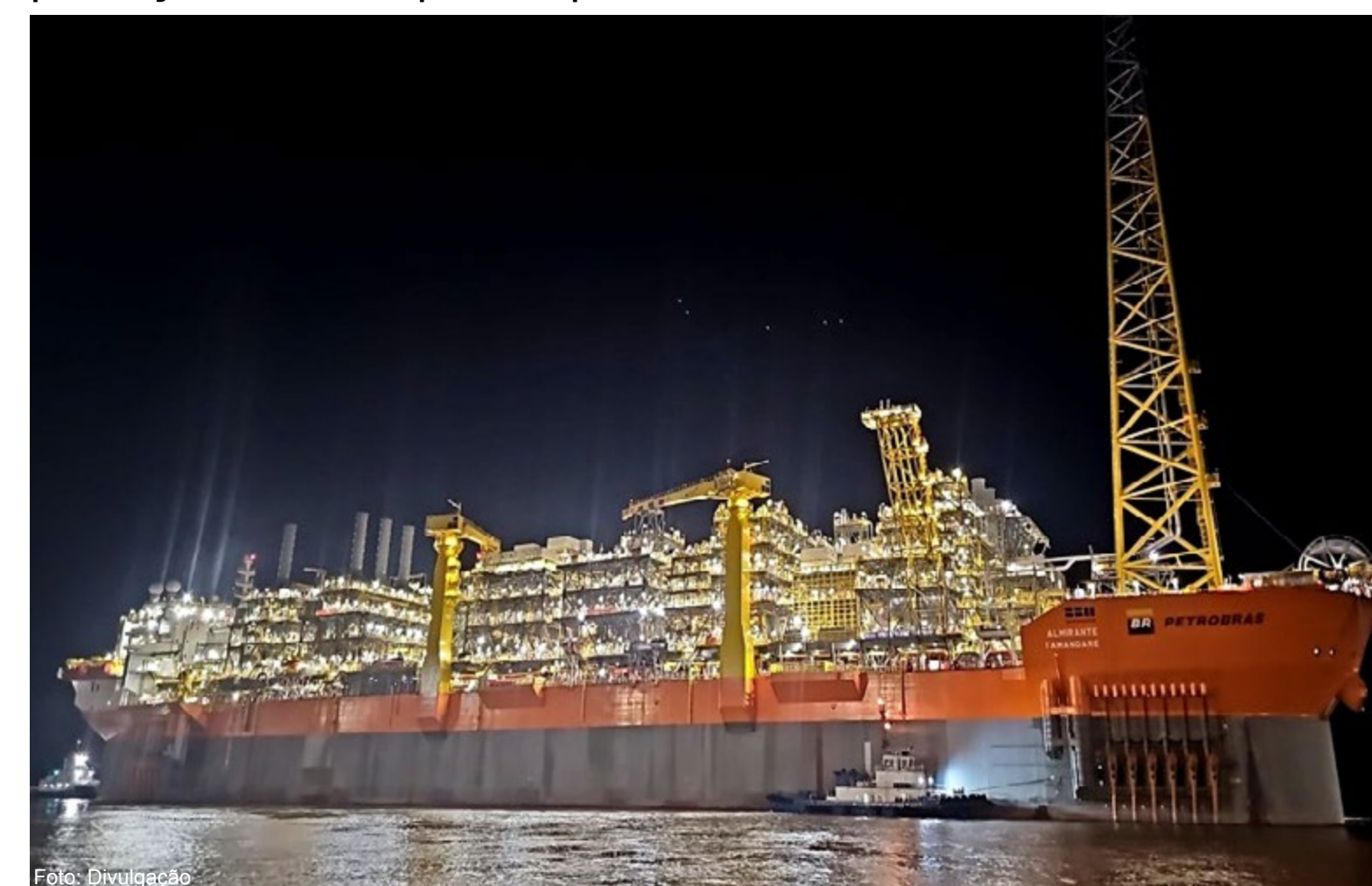
O projeto inclui, além da plataforma Almirante Tamandaré, toda a infraestrutura submarina, como dutos e poços. Sylvia Anjos, diretora de Exploração e Produção, ressaltou as condições que contribuíram para o recorde. “A excelência técnica do nosso pessoal, aliada à prontidão de recursos e dos equipamentos instalados, contribuiu decisivamente para este recorde. Outro fator importante, além do volume, é a qualidade do óleo do campo de Búzios que dispõe de

reservas substanciais de petróleo leve”.

A expectativa da empresa é de superar nesse campo, até 2030, o marco de 1,5 milhão de barris/dia.

O FPSO Almirante Tamandaré, afretado à SBM Offshore, é a primeira unidade de 225 mil bpd instalada no Brasil. O campo de Búzios tem mais cinco plataformas contratadas e em construção para entrada em produção nos próximos anos, sendo três de alta capacidade. O Projeto Búzios 7 prevê 8 poços produtores e a marca de 225 mil barris por dia (b/d) foi atingida com 5 desses poços.

O consórcio de Búzios é composto pela Petrobras, como operadora, a PPSA, gestora dos contratos de partilha da produção, e as empresas parceiras chinesas CNOOC, CNODC.



ANS Serviços Industriais fecha contrato com a Petrobras para sete plataformas



A NS serviços industriais expande sua atuação no mercado nacional com contrato para serviços de manutenção preditiva, preventiva e corretiva em válvulas on-off (SDV, BDV e XV) e válvulas de controle com diâmetros até 30" e fornecimento de suporte técnico especializado em válvulas industriais.

Os serviços poderão ser realizados nas instalações da ANS ou embarcado nas plataformas. Com uma equipe técnica formada por colaboradores experientes, equipados com ferramentas e

equipamentos de última geração para realização de diagnósticos antes e após as manutenções.

A atuação da empresa vai abranger 07 plataformas, P66, P-67, P-68, P-69, P-70, P-71 e Mexilhão.

Essa conquista reforça a excelência e o compromisso da ANS em oferecer soluções industriais, contribuindo diretamente para a excelência e eficiência das operações offshore da Petrobras.

FPS S

PATROCÍNIO PLATINUM:

TECHOCEAN AASJ
SERVIÇOS INDUSTRIAIS

APOIO INSTITUCIONAL:



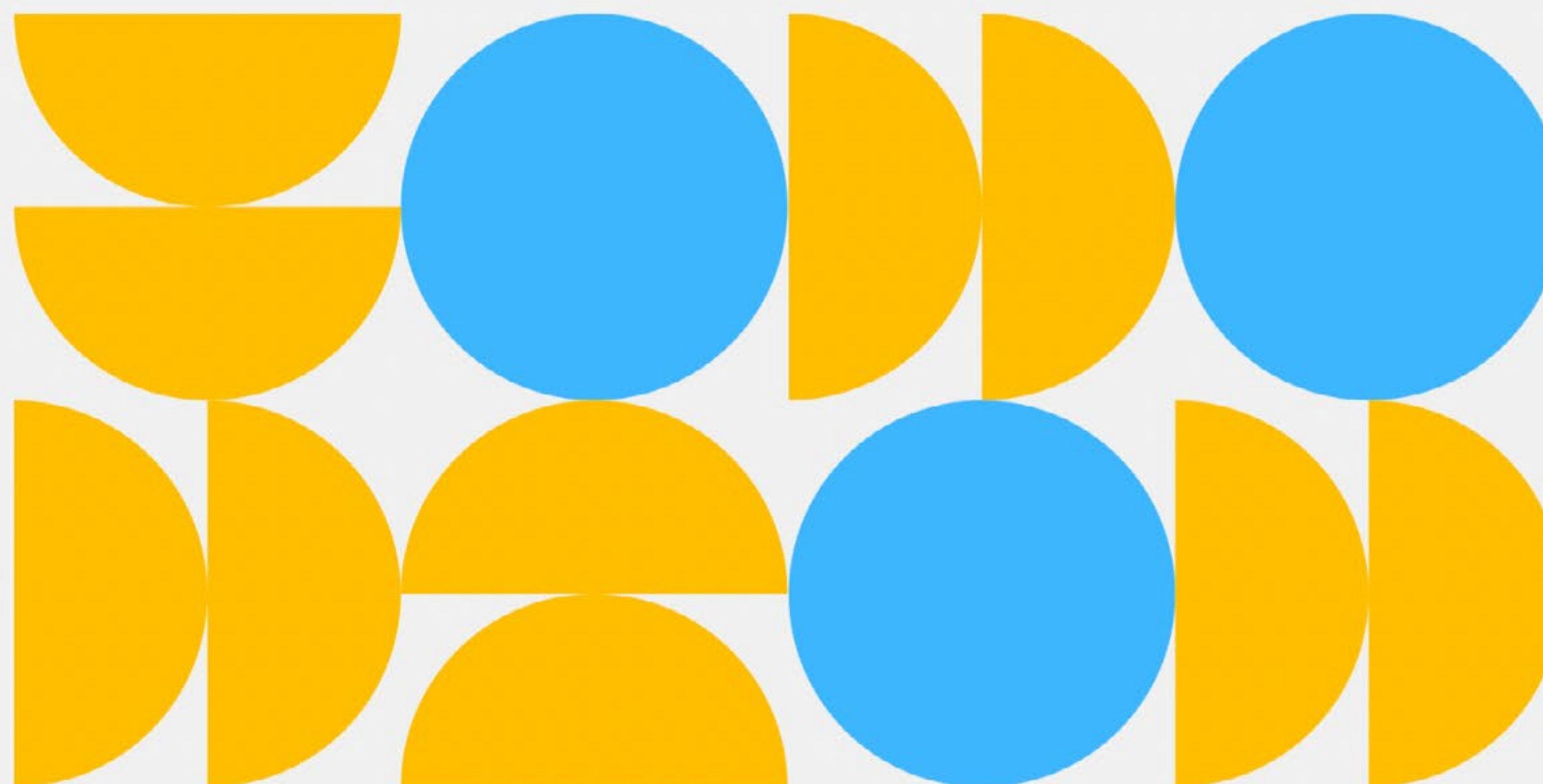
REALIZAÇÃO:

Revista digital
Oil & Gas Brasil



Seja um expositor

www.fpsosexpor.com.br
21 98295-6331



ExpoRio – Cidade Nova, RJ



Fpsosexpor2026

19-21 de Maio de 2026

Campo de Búzios supera o patamar recorde de 900 mil barris de petróleo por dia

Campo é o maior do país em reservas e o segundo em volume de produção.

O campo de Búzios, operado pela Petrobras, bateu seu recorde e superou, nesse fim de semana, a produção diária de 900 mil barris de petróleo.

Localizado no pré-sal da Bacia de Santos, a cerca de 180 quilômetros da costa do Rio de Janeiro, Búzios foi descoberto pela Petrobras em 2010 e entrou em operação em 2018.

Com esse novo marco, o campo se aproxima um pouco mais da produção do campo de Tupi, também na Bacia de Santos, e pode se tornar o maior produtor de petróleo do Brasil ainda em 2025.

Búzios possui os poços mais produtivos do país, localizados a mais de 2 mil metros de profundidade no leito marinho. A espessura de seu reservatório tem a mesma altura que o Pão de Açúcar – e sua extensão corresponde a mais que o dobro da Baía de Guanabara.

O campo tem seis unidades produtoras em operação: as plataformas P-74, P-75, P-76, P-77 e os FPSOs Almirante Barroso e Almirante Tamandaré.

No primeiro semestre deste ano colocamos mais poços em produção do que em todo o ano passado, dentre eles poços de Búzios com resultados expressivos que nos permitiram atingir mais um recorde, superando a marca de 900 mil barris por dia. Cada recorde alcançado reforça o acerto das estratégias adotadas pela empresa.

Nosso pessoal tem trabalhado duro para aumentar a produção e ao mesmo tempo reduzir custos.

São ações em prol de simplificação de projetos e diversificação de fornecedores que têm como resultados mais óleo e gás em projetos mais eficientes. E estamos fazendo tudo isso sem esquecer as reduções de emissões e nosso compromisso com uma transição energética justa, ressalta a Presidente da Petrobras, Magda Chambriard.

“A magnitude do campo de Búzios, um gigante cuja extensão corresponde a duas vezes a área da Bacia de Guanabara, nos

permitiu superar esse excepcional patamar de produção, com a entrada do quinto poço do FPSO Almirante Tamandaré.

Em breve uma nova unidade, a P-78, que já está a caminho do Brasil, iniciará a produção nesse campo”, destaca a Diretora de Exploração e Produção da Petrobras, Sylvia Anjos.

O campo de Búzios é operado pela Petrobras e tem como parceiras as empresas CNOOC e CNPC, além da PPSA.



Foto: Divulgação

Petrobras avança na contratação para construir primeira planta de BioQAV e diesel renovável

Foi anunciada licitação para o primeiro pacote de contratos da unidade que será instalada na RPBC (Cubatão, SP).



A Petrobras deu início ao processo de contratação para construir a primeira planta dedicada à produção de BioQAV (ou SBC, sigla em inglês de Componente Sintético da Mistura para produção de SAF) e de diesel renovável (ou HVO – Hydrotreated Vegetable Oil), a ser instalada na Refinaria Presidente Bernardes (RPBC), em Cubatão (SP).

O projeto prevê capacidade de processamento de cerca 950 mil toneladas por ano de matérias-primas de origem vegetal e gordura animal, gerando uma capacidade de produção de até 16 mil bpd de renováveis (BioQAV e diesel renovável).

Para a construção da nova planta, o projeto foi dividido em cinco pacotes de contratação.

A licitação do primeiro pacote, que já está aberta, refere-se à unidade de pré-tratamento, responsável pela retirada das impurezas da matéria-prima para posterior conversão nos produtos BioQAV e diesel 100% renovável. A projeção é que sejam instalados tanques para armazenamento de derivados e de matérias-primas como óleo de soja e sebo bovino provenientes, principalmente, das regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste.

“A Petrobras avança no pioneirismo e na capacidade de desenvolver soluções que contribuam para as metas de redução de emissões. A planta dedicada para a produção de combustíveis renováveis na RPBC e a oferta de novos produtos ao mercado serão um marco no desenvolvimento sustentável a que estamos nos propondo”, declara a diretora de Engenharia, Tecnologia e Inovação da Petrobras, Renata Baruzzi.

Os contratos devem ser assinados no segundo semestre de 2026 e as obras iniciadas no fim do mesmo ano. Devem ser gerados, aproximadamente, três mil postos de trabalho para a execução das obras.

Compromisso com a transição energética

A Petrobras tem compromisso com o desenvolvimento sustentável e a implantação de soluções para uma transição energética justa. A planta dedicada para a produção de BioQAV e diesel renovável representa um marco para atendimento das metas de redução de emissões dos segmentos rodoviário e de aviação civil do país.

O projeto da planta dedicada para a produção de combustíveis sustentáveis na RPBC está alinhado à lei brasileira Combustível do

Futuro, às iniciativas globais de redução de emissões, como a produção de SBC (Sustainable Blending Component) e aos compromissos assumidos pelas empresas de aviação com o CORSIA a partir de 2027. O CORSIA (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation) é o programa da Organização da Aviação Civil Internacional (OACI) para a redução e compensação de emissões de CO2 provenientes dos voos internacionais.

“A implantação da primeira planta de BioQAV e diesel renovável da Petrobras reforça o nosso posicionamento na liderança da transição energética justa e o compromisso com o desenvolvimento sustentável do Brasil. Vamos entregar produtos com menores emissões de gases de efeito estufa, em linha com as demandas da sociedade e com um mundo em transformação”, afirma o diretor de Processos Industriais e Produtos da Petrobras, William França.



Petrobras, BNDES e Finep recebem 32 propostas para FIP de Transição Energética e Descarbonização

Fundo tem potencial de investir até R\$ 500 milhões em startups, micro, pequenas e médias empresas desenvolvedoras de tecnologias voltadas para transição energética e descarbonização.



Foto: Divulgação

A chamada pública para a seleção de gestor e estruturação de Fundo de Investimento em Participações nos Setores de Transição Energética e Descarbonização, lançada pela Petrobras, Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e Financiadora de Estudos e Projetos (Finep), recebeu 32 propostas até o prazo final estabelecido, no dia 31 de julho. O edital foi lançado no início de junho deste ano e a divulgação da classificação final está prevista para o mês de outubro.

O novo fundo, que tem estimativa de mobilizar até R\$ 500 milhões para viabilizar novas tecnologias para impulsionar a descarbonização, a transição e segurança energética, tem

como objetivo investir em participações minoritárias em startups e micro, pequenas e médias empresas de base tecnológica que possuam soluções inovadoras nessas áreas.

A Petrobras prevê investir até R\$ 250 milhões, limitado a 49% do fundo, o BNDES até R\$ 125 milhões, limitado a 25% do fundo, e a Finep, com recursos do Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), R\$ 60 milhões.

“O número de propostas recebidas demonstra a relevância dos investimentos em transição energética e descarbonização, prioridade do governo do presidente Lula, sobretudo em micro, pequenas e médias empresas, que têm a inovação tecnológica como característica dos negócios”, afirma o presidente do BNDES, Aloizio Mercadante.

“A Petrobras está comprometida com o desenvolvimento de soluções que garantam uma transição energética justa. A boa adesão à chamada pública demonstra a força do ecossistema de inovação brasileiro. Ao apoiar startups e pequenas empresas com alto potencial tecnológico, a Petrobras contribui para acelerar soluções sustentáveis e inclusivas, fundamentais para a soberania energética do país”, declara a diretora de Engenharia, Tecnologia e Inovação Petrobras, Renata Baruzzi.

“A Finep reforça seu papel histórico de investir em empresas inovadoras, alavancando recursos que visam trazer benefícios ambientais, sociais e econômicos em um tema chave para o Brasil, que é o da transição energética, alinhada às missões da Nova Indústria Brasil”, diz o presidente da Finep, Luiz Antonio Elias.

Áreas de investimento

Dentre as áreas alvo dos investimentos estão a Geração de Energia Renovável, Armazenamento de Energia e Eletromobilidade, Combustíveis Sustentáveis, Captura de Carbono Utilização e Estocagem (CCUS) e Descarbonização de Operações. As empresas alvo devem possuir ao menos soluções validadas e início de receitas recorrentes.



Foto: Divulgação

Shell une forças com Shape Digital, MODEC e Unicamp para reforçar a segurança das unidades offshore

A Shell Brasil, uniu forças com a MODEC Brasil, uma afiliada da MODEC japonesa, a Shape Digital, que é uma spin-off de serviços digitais da MODEC, e a Unicamp, para empregar inteligência artificial para melhorar o desempenho de segurança de unidades offshore.



A parceria entre as empresas visa desenvolver uma metodologia para monitoramento de riscos e prevenção de falhas operacionais em unidades offshore utilizando inteligência artificial, baseada no Shape Reef, ferramenta de segurança de processos operacionais desenvolvida pela Shape Digital.

Olivier Wambersie , Diretor de Tecnologia e Inovação da Shell Brasil, comentou: “A segurança é um ativo inegociável para a Shell Brasil. Investir em tecnologia e inovação para aprimorar a gestão de riscos em unidades offshore é parte central da nossa estratégia de excelência operacional.

Parcerias como esta nos permitem antecipar falhas, reduzir incertezas e aumentar a proteção das pessoas e do meio ambiente.

É assim que avançamos com responsabilidade e garantimos operações cada vez mais seguras.

Ao fornecer visualização em tempo real, apoiar a tomada de decisões e contribuir para operações mais seguras, a ferramenta será aprimorada para identificar a degradação de barreiras de segurança em unidades offshore, sistemas, procedimentos e equipamentos projetados para prevenir, controlar ou mitigar riscos operacionais.

Felipe Baldissera, CEO da Shape Digital, comentou: “Vamos desenvolver e testar novos métodos para gerenciar barreiras de segurança em unidades offshore, tornando a ferramenta ainda mais robusta. Este projeto está totalmente alinhado com nossa visão e estratégia: gerar cada vez mais inteligência baseada em dados e IA, apoiando a tomada de decisões rumo à excelência operacional.”

Financiado com recursos da cláusula de PD&I da ANP, o projeto implementará, testará e aprimorará abordagens de estimativa de risco usando técnicas baseadas em dados para dois contextos, abrangendo degradação de barreiras de segurança e cenários de vazamento de gás, ao longo de 36 meses. A MODEC fornecerá expertise operacional de seus FPSOs no Brasil para apoiar o desenvolvimento da ferramenta.

Leonardo Santoro, gerente de Gestão Técnica da MODEC Brasil, destacou: “A iniciativa reforça o compromisso da MODEC com a inovação contínua e a adoção de tecnologias que fortaleçam a segurança das pessoas e a excelência operacional das unidades offshore.

“É por isso que estamos comprometidos em compartilhar nossa experiência, fornecendo dados técnicos relevantes e todo o capital intelectual necessário para impulsionar soluções que contribuam para operações mais seguras e eficientes.”

A tecnologia em desenvolvimento, que teria origem em um projeto anterior realizado na Universidade Estadual de Campinas (Unicamp) sob a coordenação do professor Sávio Viana , envolveu a criação e o registro de dois programas de computador em uma primeira etapa, que deram origem a produtos inovadores: o Fuzzy BowTie e a Rede Neural Artificial para Detecção de Vazamentos.

Na Fase II, novamente sob a coordenação do Prof. Vianna, da Unicamp, o projeto combinará dados de dinâmica de fluidos computacional e dados reais de campo para investigar e aplicar novos modelos de inteligência artificial, elevando o nível de maturidade tecnológica da solução. Uma vez validadas essas tecnologias, o Shape Reef terá capacidade para identificar e auxiliar na mitigação de riscos, aumentando a cobertura e a precisão.

Esta solução, já em operação em unidades offshore no Brasil, México e África, pode ser aplicada a diversas plantas industriais do segmento de petróleo e gás.

A Shape Digital também comercializa o Shape Lighthouse, descrito como um software inteligente de gestão de ativos, e o Shape Aura, usado para eficiência energética e redução de emissões de GEE.

Sonda de perfuração afretada pela Petrobras chega ao Amapá para atuar em simulado

Embarcação é um dos recursos que serão colocados em prática durante a Avaliação Pré-operacional (APO), etapa final do processo de licenciamento para perfuração de poço em águas profundas.



Foto: Divulgação

A sonda de perfuração NS-42, afretada pela Petrobras, chegou à locação, no bloco FZA-M-59, em águas profundas do Amapá, na noite do último dia, 18/8.

A embarcação será utilizada durante a Avaliação Pré-Operacional (APO), que teve início previsto para o dia 24/8.

A APO é a última etapa do processo de licenciamento ambiental para perfuração de poço no bloco marítimo FZA-M-59, localizado a 175 quilômetros da costa do Amapá e distante mais de 500 quilômetros da foz do rio Amazonas.

Durante o exercício, será avaliado pelo Ibama o atendimento pela Petrobras das ações previstas nos Planos de Proteção e

Atendimento à Fauna e no Plano de Emergência. Por meio da simulação de uma ação de resposta a um acidente, o órgão avaliará aspectos como a eficiência dos equipamentos, agilidade, cumprimento dos tempos de atendimento à fauna previstos e comunicação com autoridades e partes interessadas.

O exercício envolverá mais de 400 pessoas e contará com recursos logísticos como embarcações de grande porte, helicópteros e a própria sonda de perfuração NS-42, que será posicionada no local onde o poço será perfurado. Por meio da APO, a Petrobras será capaz de demonstrar sua capacidade de atuar com prontidão e estará habilitada para receber a licença para perfuração do poço. Esse procedimento é semelhante ao realizado, em 2023, no offshore do Rio Grande do Norte, antes da licença de perfuração dos poços Pitu Oeste e Anhangá.



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

“Atuaremos nesse simulado com os rigorosos protocolos de segurança e prontidão que praticamos em todas as atividades da Petrobras. Estamos levando para o Amapá a maior estrutura de resposta a ocorrências já mobilizada pela companhia.

A confirmação da existência de petróleo na Margem Equatorial poderá abrir uma importante fronteira energética para o país, que se desenvolverá de forma integrada com outras fontes de energia e contribuirá para que o processo de transição energética ocorra de forma justa, segura e sustentável”, afirma a presidente da Petrobras, Magda Chambriard. A atuação da Petrobras na Margem Equatorial, região que compreende a faixa litorânea entre o Amapá e o Rio Grande do Norte, é pautada no respeito à vida, às pessoas e ao meio ambiente. As atividades da Petrobras são realizadas sob protocolos rigorosos de responsabilidade social e ambiental e a companhia tem ampla e larga experiência técnica, adquirida ao longo de décadas atuando no offshore brasileiro, com reconhecimento mundial em Exploração e Produção em águas profundas.

A expansão de Búzios

Na reta da marca de 1 milhões de barris de óleo equivalentes por dia (boed) de produção, o campo de Búzios avança rumo a liderança do pré-sal

por Júlia Vaz e Fabiano Reis

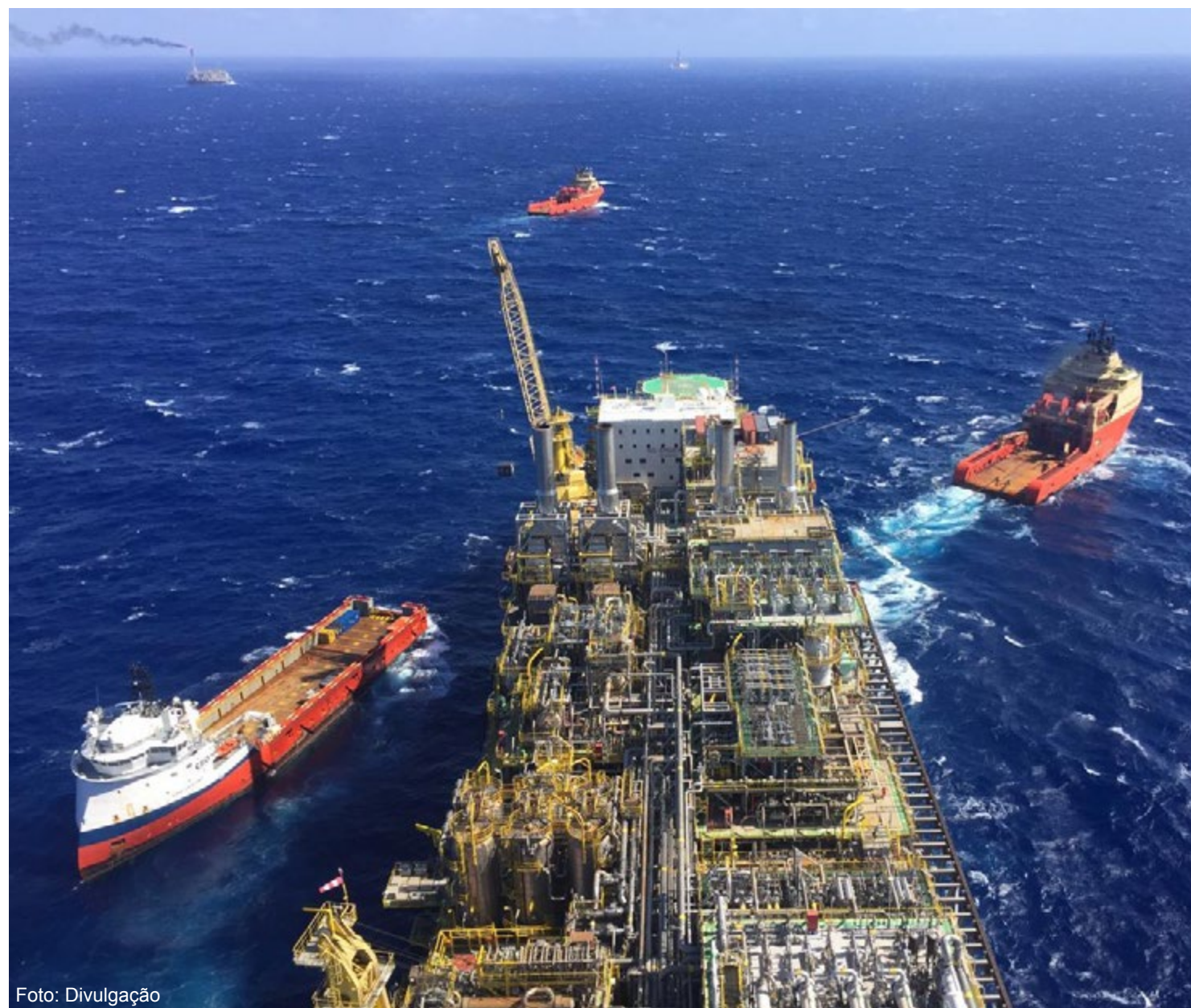


Foto: Divulgação

É que já está a caminho do Brasil a sétima unidade de Búzios, o FPSO P-78, previsto para entrar em operação no último trimestre do ano. Ele saiu do estaleiro Benoi, da Seatrium (formado pela fusão da Sembcorp Marine com a Keppel Offshore & Marine, concluída em 2023), um dos maiores players globais em engenharia naval, em meados de julho rumo ao campo no pré-sal da bacia de Santos.

A unidade deverá antecipar a produção em até duas semanas, por estar sendo rebocada com tripulação a bordo, que estão mantendo os diversos sistemas complexos do FPSO em condição operacional.



Foto: Divulgação

O que possibilita a continuidade do comissionamento e o treinamento das equipes nesses sistemas, diminuindo o tempo total entre a chegada na locação final e o início da produção de petróleo. Com capacidade para produzir 180 mil barris de óleo e comprimir 7,2 milhões de m³ de gás diários, a P-78 vai elevar em cerca de 18% a atual capacidade de produção instalada em Búzios, para aproximadamente 1,15 milhão de barris diários.

Dentro do cronograma

A antecipação da produção coroa com êxito o projeto da P-78, que envolveu operações em estaleiros de três países: o casco foi construído em estaleiros nas cidades Yantai e Hayang, na China, e em Ulsan, na Coreia do Sul, no qual também foi realizada a integração dos blocos.

Depois, foi transportado para o estaleiro da Seatrium em Singapura, no qual foi realizada a integração e comissionamento dos módulos de topside, que foram construídos no Brasil (Estaleiro Seatrium, Angra dos Reis, antigo Brasfels), China e Singapura.

“É muito importante cumprir o cronograma que estava previsto para a conclusão da plataforma com sucesso, isso reforça a nossa capacidade em conduzir os nossos projetos e gerenciá-los de maneira mais integral, observando sempre os aspectos de segurança e eficiência”, destacou a diretora de Exploração e Produção da Petrobras, Sylvia Anjos.



Foto: Divulgação

matéria de capa

“Conduzir grandes projetos de FPSOs, como a P-78, é um orgulho para a Petrobras que, junto com os seus parceiros, alcança a meta de instalar a sétima plataforma no campo de Búzios”, complementou a diretora de Engenharia, Tecnologia e Inovação, Renata Baruzzi. No final de junho, as duas executivas participaram da cerimônia realizada no estaleiro em Singapura, que celebrou a liberação da unidade para navegação para locação definitiva.



A unidade, que no dia 4 de setembro estava no extremo meridional do continente africano, o cabo Agulhas, vai ser instalada em águas ultraprofundas de até 2.100 metros, a 180 km da costa do estado do Rio de Janeiro. A unidade será interligada com dutos rígidos de produção, injeção e exportação de gás e dutos flexíveis para as linhas de serviço e de gás lift, com um total de 13 poços: seis produtores (com dois conversíveis a injetores), seis injetores WAG e um injetor de gás.

Gigantismo consagrado

O salto produtivo de Búzios foi possibilitado pela entrada em operação de novos poços de alta produtividade interligados ao FPSO Almirante Tamandaré, utilizando tecnologias de ponta que otimizam a eficiência e reduzem custos em águas ultraprofundas.

“No primeiro semestre deste ano colocamos mais poços em produção do que em todo o ano passado, dentre eles poços de Búzios com resultados expressivos que nos permitiram atingir mais um recorde, superando a marca de 900 mil barris por dia”, pontuou a presidente da Petrobras, Magda Chambriard, quando esse marco foi atingido.



“Cada recorde alcançado reforça o acerto das estratégias adotadas pela empresa. Nosso pessoal tem trabalhado duro para aumentar a produção e ao mesmo tempo reduzir custos.

São ações em prol de simplificação de projetos e diversificação de fornecedores que têm como resultados mais óleo e gás em projetos mais eficientes.

E estamos fazendo tudo isso sem esquecer as reduções de emissões e nosso compromisso com uma transição energética justa”, complementou a executiva.

Dos 30 poços maiores produtores de petróleo do país, 11 são do campo de Búzios, que lidera esse ranking, com um poço produzindo uma média de 52,6 mil barris. Também tem dez entre os maiores produtores de gás natural. E tem 12 poços entre os 30 com a maior produção total (boed) listados no ranking da ANP.

O recorde de 900 mil barris foi feito pela própria presidência da Petrobras, Magda Chambriard, que atribui o feito a uma aceleração na perfuração de poços. “No primeiro semestre deste ano colocamos mais poços em produção do que em todo o ano passado, dentre eles poços de Búzios com resultados expressivos que nos permitiram atingir mais um recorde”, afirmou em comunicado oficial.



A marca de um milhão de barris, prestes a ser alcançada, é um símbolo do amadurecimento técnico-operacional do Brasil no pré-sal e um indicador econômico de peso. Com a produção iniciada em 2018, em sete anos Búzios tornou-se a espinha dorsal do crescimento da produção nacional, devendo sagrar-se o maior campo produtor da história do país.

Plataformas em operação no campo de Búzios
P-74 – abril 2018
P-75 -novembro 2018
P-76 – fevereiro 2019
P-77 – março 2019
FPSO Almirante Barroso – março 2024
FPSO Almirante Tamandaré – fevereiro 2025

Além da P-78, outras quatro plataformas estão previstas para entrar em operação nos próximos anos - P-79, P-80, P-82 e P-83 –, elevando ainda mais a capacidade desse campo, que tem uma trajetória marcada por quebras sucessivas de recordes.

Quando toda essa capacidade estiver instalada, a previsão é que o gigante opere com uma capacidade total de processamento de 2 milhões de barris de óleo por dia, solidificando de forma irrevogável a posição do Brasil como um dos maiores players energéticos globais do século XXI.

Em junho de 2023, atingiu a impressionante marca de 1 bilhão de barris de óleo equivalente produzidos acumuladamente em apenas cinco anos – um feito de produtividade raro na indústria global de óleo e gás.

Este ritmo é sustentado por poços com produtividade excepcional, alguns dos mais prolíficos do mundo, que extraem óleo de alta qualidade de um reservatório com até



Foto: Divulgação

480 metros de espessura (a altura que o Pão de Açúcar), localizado sob uma lâmina de água de 2.000 metros e outros 5.000 metros de rocha e sal. A extensão do reservatório corresponde a mais que o dobro da Baía de Guanabara.

Além do volume, o desenvolvimento de Búzios é um caso de estudo em ganho de eficiência. A Petrobras e suas parceiras têm conseguido reduzir custos e prazos de implantação por meio da simplificação de projetos, padronização de equipamentos e diversificação de fornecedores.

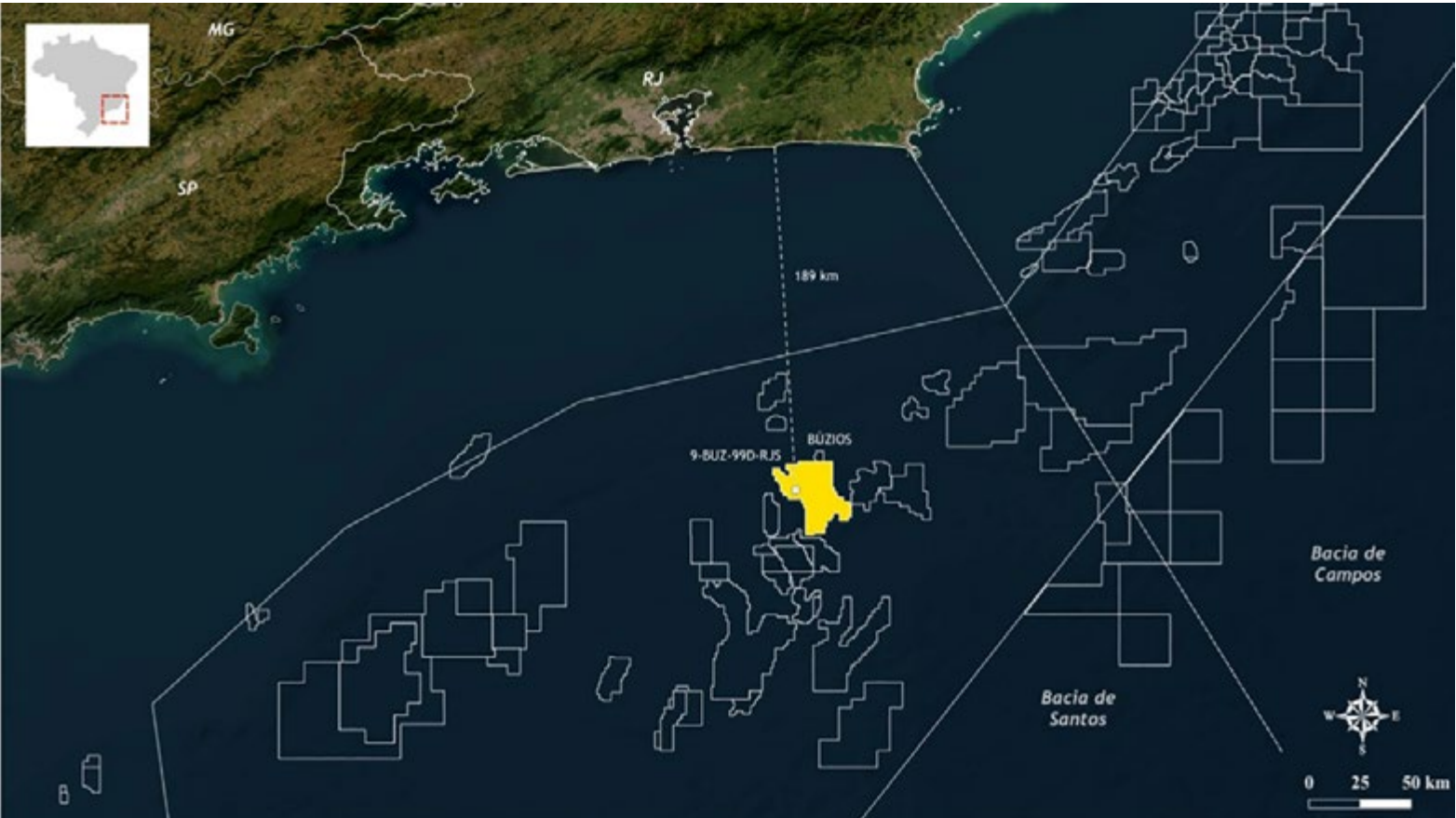
Cada nova plataforma instalada no campo incorpora as lições aprendidas com as anteriores, resultando em projetos mais enxutos e produtivos. Quando o FPSO Almirante Tamandaré entrou em operação em fevereiro de 2025, a curva de ramp-up (quando a unidade atinge a produção máxima) foi mais acelerada que a das demais plataformas desse campo. A expectativa é que a P-78 repita ou supere esse desempenho.

Dupla concessão

Desde setembro de 2021, a produção do campo está atribuída a dois contratos, um sob o regime de cessão onerosa (participação de 26,1205%) e outro sob o regime de partilha da produção (participação de 73,8795%), oriundo do primeiro Leilão dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa. Desde então a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) vem atuando como gestora do contrato de partilha. Em fevereiro de 2022, a Petrobras concluiu a cessão de 5% de sua participação no contrato de partilha de produção do volume excedente da cessão onerosa, para o campo de Búzios, para a parceira CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (CPBL), subsidiária integral indireta da CNOOC Limited.

No final daquele ano, a Petrobras passou a deter 85% de participação, enquanto a CPBL detém 10% e a CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda (CNODC), 5%. Já as participações na jazida compartilhada de búzios, incluindo as parcelas do contrato de cessão onerosa e do contrato de concessão BS-500 (100% Petrobras), são de 88,99% da Petrobras, 7,34% da CPBL e 3,67% da CNODC.

Nova descoberta



matéria de capa

Em fevereiro desse ano, quando a sexta unidade começou a produzir, a Petrobras confirmou presença de óleo com a perfuração do poço 9-BUZ-99D-RJS, localizado na região oeste do campo de Búzios. Trata-se de uma nova acumulação em uma zona inferior ao reservatório principal.

O poço está localizado a 189 km da costa do Rio de Janeiro e foi perfurado em profundidade d'água de 1.940 metros.

Testes realizados a partir de 5.600 metros de profundidade confirmaram a presença de reservatórios de petróleo por meio de perfis elétricos, que serão posteriormente caracterizados por meio de análises de laboratório.

A descoberta reafirma o potencial do pré-sal no campo de Búzios, no qual a Petrobras continua investindo em prospecção de novos reservatórios. Em agosto do ano passado, a Petrobras obteve a licença ambiental para iniciar atividade de pesquisa sísmica no campo de Búzios, na Bacia de Santos.

Trata-se da segunda aquisição OBN (Ocean Botton Nodes) do campo, sendo a primeira para monitoramento 4D. O objetivo é gerar dados de alta qualidade, com tecnologia de ponta, para melhorar a identificação da distribuição de óleo, gás e água no reservatório.

A sísmica 4D permite também monitorar mudanças de pressão e fornecer informações sobre conectividade, otimizando o gerenciamento do reservatório. O projeto de sísmica 4D no Campo de Búzios depositou 3.500 sensores nodes em uma área de 780km², no fundo do mar.

A pesquisa foi realizada entre 15 de setembro de 2024 e 15 de abril de 2025, a cerca de 150 quilômetros da costa e a mais de 1.600 metros de profundidade. A aquisição de dados foi feita pela PXGeo do Brasil LTDA. "A tecnologia vai

auxiliar a companhia na identificação de novas oportunidades de projeto para o campo, resultando no aumento no fator de recuperação e incorporação de novas reservas", afirmou a diretora de Exploração e Produção da Petrobras, Sylvia Anjos.

"Esses equipamentos serão capazes de mapear, no pré-sal, jazidas de petróleo uma área de 330km² de interesse geológico da companhia, onde está concentrada a maior parte da nossa produção atualmente.

A tecnologia é uma grande aliada da Petrobras para cada vez mais superarmos índices de eficiência operacional", complementou Vagner Victor na época.

O monitoramento sísmico em Búzios representa o compromisso da Petrobras com a excelência técnica e a sustentabilidade. A atividade da companhia no local é feita de forma responsável e segura, reduzindo riscos ambientais e otimizando os recursos.



Campo de Búzios: O Gigante em números

Localização:

Bacia de Santos, a aproximadamente 180 km da costa do Rio de Janeiro. Área do Campo:853 km² (equivalente a mais que o dobro da Baía de Guanabara). Profundidade: Lâmina d'água de até 2.200 metros, com reservatório a até 5.000 metros de profundidade total.

Produção:

Produção diária atual (agosto/2025): acima de 900 mil barris de petróleo por dia.
Produção anual (2024): média anual de aproximadamente 680 mil bpd (dados da ANP).
Produção acumulada (até jun/2023): 1 bilhão de barris de óleo equivalente.
Gás natural: produção associada de cerca de 40 milhões de m³/dia.

Reservas e capacidade:

Óleo original em place (OOIP): Estimado em mais de 15 bilhões de barris (volume sob avaliação contínua).
Unidades em operação (2025): 7 FPSOs (P-74, P-75, P-76, P-77, Almirante Barroso, Almirante Tamandaré).
Capacidade instalada projetada para 2027: 2 milhões de barris de óleo por dia.

Governança:

Operadora: Petrobras (90% de participação)
Parceiras: CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (5%) e CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (5%)
Gestora do Contrato de Partilha: Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA)
Diferencial Técnico: Possui alguns dos poços offshore mais produtivos do mundo, com óleo de alta qualidade (28° API) e baixo teor de enxofre.

Equinor notificada sobre interdição do FPSO Peregrino pela ANP

A Equinor, operadora do campo de Peregrino, foi notificada no último dia 15/08, pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) sobre a interdição do FPSO Peregrino.

A interdição incluiu a ordem de parar a produção, após uma auditoria do Sistema de Gestão da Segurança Operacional (SGSO) do FPSO Peregrino. A auditoria destacou áreas de melhoria relacionadas às práticas de gestão preconizadas no SGSO.

A principal prioridade da Equinor é a segurança em suas operações. A empresa está seguindo rigorosamente os requerimentos das autoridades e trabalhando nas constatações da ANP.

A Equinor deu início imediato às adequações necessárias com o objetivo de atender aos requerimentos e retomar a produção do campo o mais rapidamente possível.

A produção no campo de Peregrino (participação Equinor: 60%) foi reportada em 97,5 mil barris de óleo equivalente por dia no segundo trimestre de 2025.

A PRIO, parceira no campo de Peregrino (participação de 40%), assinou contratos para a transferência de titularidade e operação do campo em maio de 2025. Tais contratos estão condicionados às aprovações regulatórias e jurídicas pertinentes.

O trabalho está em andamento para concluir a transferência da operação para a PRIO, que ocorrerá conforme todas as aprovações regulatórias.



Foto: Divulgação

OceanPact firma contratos de R\$ 3,2 bilhões com a Petrobras para afretamento de quatro RSVs



Foto: Divulgação

A OceanPact será responsável pela operação integral das embarcações e dos ROVs, que contam com tecnologia de última geração, capacidade de atuação em até 3.000 metros de profundidade e um amplo conjunto de ferramentas para diversas atividades submarinas. As operações serão conduzidas por equipes com ampla experiência no setor, reforçando o compromisso da companhia com a excelência operacional, a inovação, a segurança e a proteção ambiental.

Em dezembro de 2024, a empresa já havia anunciado a assinatura de um contrato de R\$ 697 milhões, também com a Petrobras, para o afretamento do navio Ilha do Mosqueiro, do tipo OTSV (Offshore Terminal Support Vessel), igualmente por quatro anos. Com 28 embarcações próprias — entre RSVs, OSRVs, PSVs, RVs, MPSVs e AHTSs — e o maior inventário de equipamentos para resposta a emergências offshore da América Latina, a OceanPact consolida-se como referência nacional no suporte a operações marítimas complexas, atendendo a todas as operadoras da indústria de óleo e gás do país.



Parcel das Paredes (Crédito: Ricardo Gomes)



Parcel dos Reis (Crédito: Ricardo Gomes)

A OceanPact assinou quatro novos contratos com a Petrobras, totalizando aproximadamente R\$ 3,2 bilhões, para o afretamento de embarcações do tipo RSV (ROV Support Vessel) por um período de quatro anos.

As embarcações Parcel do Bandolim, Parcel das Timbebas, Parcel das Paredes e Parcel dos Reis serão empregadas em operações submarinas com ROVs (Remotely Operated Vehicles) para inspeção de estruturas, manutenções preventivas e corretivas, instalação e remoção de equipamentos, entre outras atividades nas unidades marítimas da Petrobras.

Ministério envia ao TCU projeto para primeira concessão de hidrovia no país

Medida inédita ajuda a descarbonizar transporte de cargas e reduz custos, aumentando a competitividade de produtos nacionais.

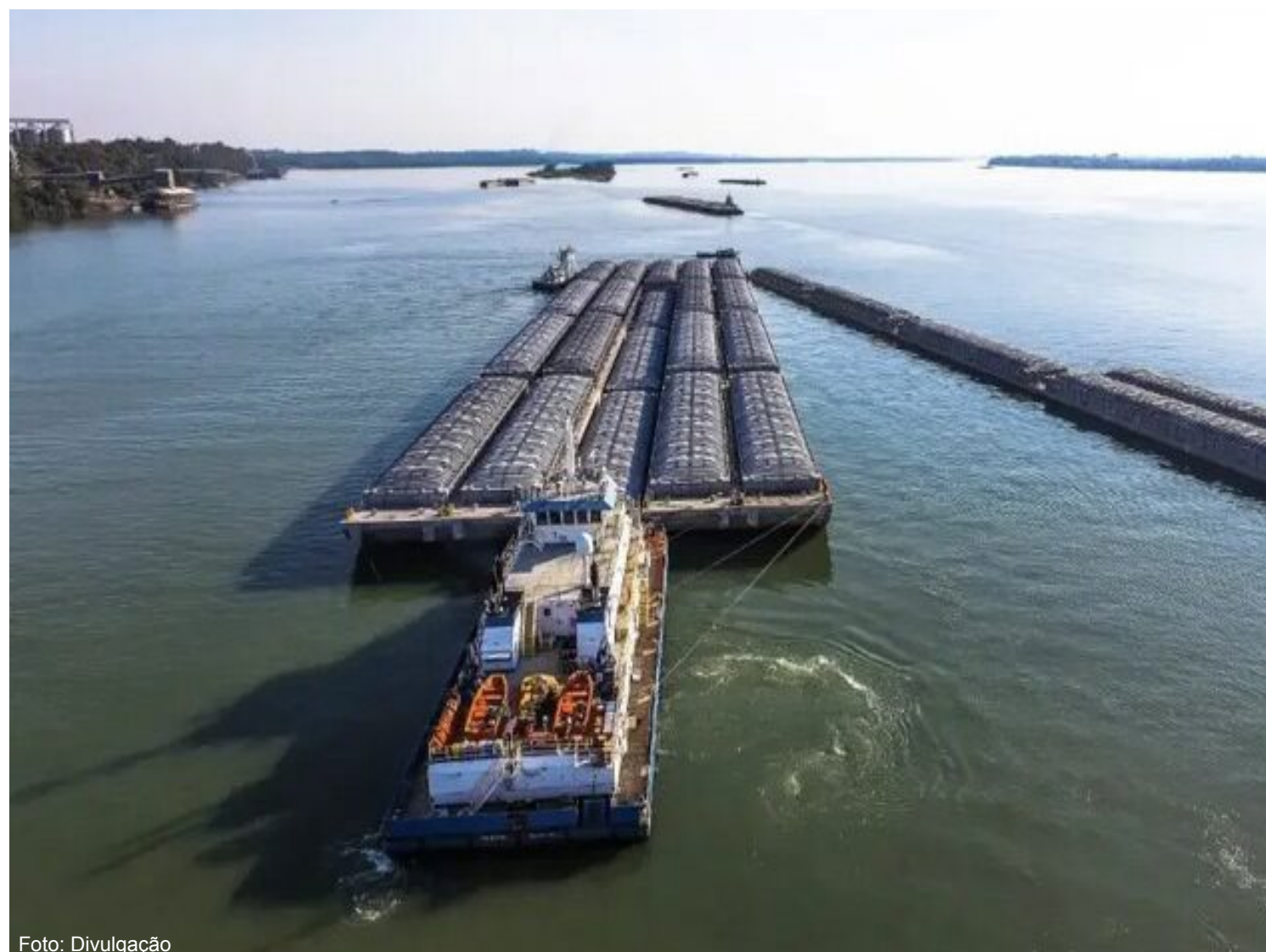


Foto: Divulgação

O Ministério de Portos e Aeroportos (MPor) encaminhou esta semana ao Tribunal de Contas da União (TCU) o projeto que estabelece o modelo de concessão da hidrovia do Rio Paraguai, que deve ir a licitação até o final do ano. Será a primeira concessão hidroviária do Brasil, representando um marco regulatório e logístico com potencial para inspirar projetos semelhantes em outras bacias navegáveis do país, avalia o ministro Sílvio Costa Filho.

“Este é um sinal de que, pela primeira vez na história do país, as hidrovias passaram a ser tratadas como prioridade estratégica para o desenvolvimento logístico brasileiro”, ressalta o ministro, lembrando que o Brasil tem mais de 20 mil quilômetros de rio navegáveis e potencial para chegar a 60 mil quilômetros.

“Investir em hidrovias é essencial para aumentar a competitividade, reduzir custos, integrar regiões e descarbonizar o transporte de cargas no país”.

O projeto da hidrovia do Rio Paraguai tem cerca de 600 quilômetros de extensão em território brasileiro e é estratégica para o escoamento de cargas no Centro-Oeste. A concessão compreende o Tramo Sul do rio, abrangendo o trecho entre Corumbá (MS) e a foz do Rio Apa, na fronteira com o Paraguai. Há outros cinco projetos de concessão de hidrovias sendo trabalhados pelo MPor.

A expectativa do secretário Nacional de Hidrovias e Navegação, Dino Antunes, é realizar a concessão da hidrovia até o final do ano. “Será a primeira concessão de uma hidrovia no país, o que significa maior previsibilidade para o transporte de grandes cargas. A concessão agiliza a adoção de dragagem de manutenção quando necessária, com sinalização do canal de navegação, o que permitirá, inclusive, o transporte noturno com segurança”, disse.

Por causa da estiagem registrada em 2024, o volume de carga transportado pelo rio Paraguai no ano passado foi de 3,3 milhões de toneladas (3,1 milhões de minério de ferro). Em 2023, o volume transportado havia sido de 7,9 milhões de toneladas (6,1 de minério de ferro e 1,6 de soja). Com a concessão, a expectativa é de possibilitar um aumento de três vezes no volume transportado até 2035.

O projeto foi alterado pela Antaq após ampla consulta pública – inclusive duas audiências públicas – e estima investimentos de R\$ 43,2 milhões até o quinto ano de concessão, que tem prazo contratual de 20 anos com possibilidade de prorrogação sucessiva até o limite de 70 anos. Cerca de 20% destes investimentos são

destinados a ações de preservação e ao monitoramento ambiental da região. São serviços obrigatórios do concessionário o monitoramento hidrográfico, a sinalização e balizamento náutico do canal de navegação, a gestão e operação do tráfego aquaviário e a gestão ambiental.

Também será responsável pela dragagem de manutenção, que elimina pontos assoreados para garantir uma profundidade mínima de três metros na maior parte do ano no canal de navegação e de dois metros no período de estiagem. Nos últimos anos, o Rio Paraguai ficou interditado para navegação por cerca de 65 dias ao ano, em média. Com a concessão, estima-se que este período caia para oito dias.

Dino Antunes lembra que o estímulo à navegação para o transporte de cargas ajuda a reduzir a movimentação nas rodovias diminuindo consideravelmente o número de atropelamentos de animais e a emissão de gases de efeito estufa no país. Levantamento realizado pelo Instituto de Conservação de Animais Silvestres (ICAS) constatou o atropelamento de 13 mil animais somente nas rodovias do Mato Grosso do Sul durante três anos de monitoramento.

“O Brasil é um dos signatários do Acordo de Paris e tem o compromisso de adotar medidas para a redução de emissões de carbono. Precisamos, cada vez mais, utilizar as hidrovias para o transporte de carga, que é 27 vezes menos poluente do que o modal rodoviário”, afirmou o secretário. “Somos aliados quando a discussão é a defesa do meio ambiente e queremos fazer isso elevando o nível de operação do ponto de vista da segurança da navegação e do lado ambiental. A navegação é a maior interessada na manutenção da quantidade de água; sem água, não se navega”.

IA Generativa acelera transformação das cadeias de suprimento no petróleo e gás

por Alexandre do Valle é pesquisador na Universidade Federal Fluminense (UFF), com doutorado em processos digitais para as áreas de suprimentos, na cadeia de óleo e gás



O setor de petróleo e gás brasileiro vive um momento único. Representando 15% do PIB industrial e com expectativa de crescimento de 80% na extração até 2029, a indústria enfrenta pressões por eficiência e sustentabilidade.

Nesse cenário, a inteligência artificial generativa emerge como ferramenta transformadora. Diferentemente da IA tradicional, que se limita a analisar dados existentes, a IA generativa cria soluções inéditas.

Enquanto 90% das empresas já utilizam IA convencional, apenas 7% concluíram implementações de IA generativa. Contudo, aquelas que avançaram apresentam 5,2 vezes mais chances de sucesso operacional.

Diferencial Competitivo

A IA generativa vai além da automação básica. Ela projeta novos processos, simula milhares de cenários operacionais e identifica as rotas mais econômicas durante interrupções.

Para uma indústria que movimenta US\$ 24 bilhões anuais em investimentos no Brasil, essa capacidade representa vantagem competitiva significativa. Ademais, a tecnologia permite operações com intervenção humana limitada. Isso é especialmente relevante para plataformas marítimas e áreas remotas, onde a presença humana implica custos elevados e riscos operacionais.

Aplicações práticas no Setor

Na previsão de demanda, a IA generativa supera métodos tradicionais ao considerar variáveis complexas como flutuações cambiais, eventos geopolíticos e mudanças climáticas.

Consequentemente, as empresas conseguem ajustar produção e estoques com maior precisão. Um exemplo prático seria a simulação de impactos de uma greve de caminhoneiros, permitindo ajustes proativos de rotas e prazos.

Além disso, a tecnologia revoluciona a manutenção preditiva. Ao antecipar falhas em equipamentos críticos, evita paradas não programadas que podem custar milhões. Igualmente importante, contribui para a prevenção de vazamentos, protegendo tanto o meio ambiente quanto os resultados financeiros.

Na gestão logística, a IA generativa automatiza a criação de documentos fiscais, etiquetas de transporte e relatórios personalizados. Dessa maneira, reduz erros humanos e acelera processos burocráticos que tradicionalmente consomem tempo valioso das equipes.

Sustentabilidade e Eficiência

A sustentabilidade tornou-se prioridade estratégica. Através da otimização energética, a IA generativa maximiza a produção por unidade consumida. Dessa forma, reduz emissões de carbono

enquanto aumenta a lucratividade. Paralelamente, a automação de processos burocráticos acelera operações. A criação automática de documentos fiscais e relatórios elimina gargalos administrativos.

Desafios da implementação

Apesar do potencial, a implementação enfrenta obstáculos significativos. Apenas 28% das organizações alcançaram operações com pouco contato humano, e somente 50% têm visibilidade completa de suas cadeias de suprimento. Esses números revelam a complexidade da transformação digital no setor. Por conseguinte, o sucesso depende de três fatores críticos. Primeiro, o alinhamento estratégico entre liderança e equipes técnicas. Segundo, a preparação adequada de dados para alimentar os algoritmos. Terceiro, a mitigação de riscos cibernéticos através de protocolos robustos de segurança.

Adicionalmente, a resistência cultural representa um desafio real. Muitos profissionais temem que a automação substitua suas funções. Entretanto, a IA generativa atua como ferramenta de apoio, liberando tempo para atividades estratégicas de maior valor agregado.

O futuro das operações

A IA generativa representa uma mudança de paradigma. Enquanto a IA tradicional otimiza processos existentes, a generativa reinventa completamente as operações. Para o setor de petróleo e gás, isso significa cadeias de suprimento verdadeiramente autônomas. Portanto, as empresas que investirem agora nessa tecnologia estarão mais bem posicionadas para enfrentar os desafios futuros. A transformação digital não é mais opcional, é uma necessidade estratégica para manter competitividade no mercado global.

Firjan reforça agilidade na implementação das medidas do governo federal para mitigação dos impactos para empresas fluminenses

A Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (Firjan) afirma que o plano do governo é um primeiro passo para mitigar os danos impostos pelas medidas tarifárias dos Estados Unidos de 50% aos produtos brasileiros. A Firjan considera ser fundamental que as empresas, principalmente as pequenas e médias, tenham acesso rápido às ações do programa do governo para mitigação dos impactos.

Medidas para facilitação do acesso ao crédito, compras governamentais, postergação dos prazos do Drawback e para o pagamento de impostos são importantes para continuidade da atuação das empresas impactadas.

A Firjan reforça, mais uma vez, a importância da continuidade do diálogo entre os governos, com apoio do setor empresarial, para a busca de soluções negociadas e que preservem o ambiente de negócios e investimentos entre os países. Assim, como a federação também defende a necessidade de implementar a abertura de novos mercados.

No cenário do estado do Rio de Janeiro, a estimativa da Firjan é de que 2% das exportações fluminenses estão sujeitas às tarifas implementadas pelo governo norte-americano, com base nas exportações totais de 2024. Observa-se reflexos em produtos de setores como o de Alimentos e Bebidas, Plástico, Químico, Têxtil e Pescado.

Em especial, é necessário atentar também para efeitos indiretos ao longo da cadeia produtiva, principalmente no que tange às atividades das pequenas e médias indústrias. A Firjan estima que o impacto no PIB do estado do Rio de Janeiro ficará em torno de R\$ 123 milhões.



Foto: Divulgação

PetroReconcavo e Dislub constroem rota inédita para escoamento de petróleo no Pecém

A PetroReconcavo deu um passo estratégico para transformar sua logística de escoamento de petróleo no Rio Grande do Norte.

A Companhia firmou contrato com o Grupo Dislub Equador para a construção e operação de uma estrutura dedicada de tancagem no Terminal de Líquidos da Dislub, no Porto do Pecém (CE), com

capacidade para 40 mil m³ — o equivalente a cerca de 250 mil barris.

A iniciativa fortalece a atuação da empresa no midstream, amplia suas opções de comercialização e consolida sua posição como operador de referência no onshore brasileiro.

O projeto marca um avanço relevante na estratégia logística e comercial da PetroReconcavo, ampliando sua presença no midstream e diversificando as rotas de comercialização.

O contrato, com prazo de 13 anos, inclui coinvestimento em infraestrutura de medição e descarregamento de carretas, conectando de forma integrada as instalações das partes por meio do modal rodoviário.

Segundo o CEO da PetroReconcavo, José Firmo, “desenvolvemos uma solução pioneira com os parceiros certos, que aumentará nossa resiliência operacional e nos permitirá capturar o melhor valor para nosso petróleo.

Este é um passo acertado rumo à excelência, permitindo-nos continuar a desenvolver nossas reservas e criar oportunidades de negócios”.

O grupo Dislub, reconhecido pela excelência na gestão de terminais de líquidos — como o Porto de Itacoatiara (AM) —, reforça, com este acordo, uma parceria de longo prazo pautada por qualidade e eficiência.

Com essa operação, a PetroReconcavo reafirma sua robustez, flexibilidade e capacidade de inovação, assegurando ganhos sustentáveis nas margens de comercialização e consolidando sua posição como operador de referência em eficiência e resiliência no onshore brasileiro.



Foto: Divulgação

Concessões no setor de portos somam R\$ 30 bilhões em investimentos

Ministro Silvio Costa Filho defendeu, a agenda de concessões do MPor em palestra de abertura no Fórum de Infraestrutura, em São Paulo.



As concessões no setor portuário, promovidas pelo governo federal de 2023 a 2026, somarão R\$ 30 bilhões em investimentos, reforçou o ministro de Portos e Aeroportos (MPor), Silvio Costa Filho, ao participar do Fórum de Infraestrutura da revista Veja, em São Paulo.

Defendendo a agenda de concessões do MPor, o ministro lembrou que nesses quatro anos do governo Lula, serão mais de 60 leilões para a modernização dos portos brasileiros e da infraestrutura portuária.

“Em 2024, nós tivemos o melhor ano das concessões na história do Brasil, concessões em portos, aeroportos, rodovias, ferrovias, hidrovias, poligonais e várias concessões nos governos estaduais, o que significa mais de R\$ 200 bilhões de investimentos contratados em concessões no Brasil.

E isso está tendo um impacto social e de empregabilidade no Brasil muito forte”, afirmou Silvio Costa Filho, em sua palestra de abertura do Fórum, sobre o papel das concessões na melhoria da infraestrutura logística do país.

O ministro participou do evento, que contou também com a participação dos governadores de São Paulo, Tarcísio de Freitas, e do Rio Grande do Sul, Eduardo Leite.

O ministro discorreu sobre o bom momento que vive o Brasil, tanto do ponto de vista econômico quanto social, mencionando o crescimento do PIB nos dois últimos anos, a queda no nível de desemprego, que atingiu o menor índice da história (5,8%), e a elevação da produção do país, entre outros indicadores. Isso, somado à valorização da democracia e das instituições, segundo o ministro, cria as melhores condições para investimentos no País.

“Quando a gente analisa as agendas das concessões do país, nós estamos vivendo, na minha avaliação, o melhor momento da história do Brasil”, disse o ministro, lembrando que a agenda de desenvolvimento do Brasil é uma prioridade do governo do presidente Luiz Inácio Lula da Silva e está traçada a partir do Plano Nacional de Logística (PNL), com metas até 2035. “Não tem governo que dialogue mais com as concessões e com a agenda Brasil que o governo Lula”, completou.

Entre os empreendimentos que somam R\$ 30 bilhões, o ministro citou o leilão do Túnel Santos-Guarujá, que está agendado para o dia 5 de setembro e prevê investimentos de R\$ 6 bilhões, numa obra conjunta com o governo de São Paulo. Costa Filho falou também sobre o leilão do terminal de contêineres do Porto de Santos, o Tecon Santos 10, que ampliará em 50% a capacidade de operação do porto, e que tem investimentos previstos de R\$ 5,6 bilhões.

O ministro ressaltou ainda que o MPor vai realizar, neste ano, a primeira concessão para dragagem de um canal de acesso, que será do Porto de Paranaguá (PR), com investimentos de R\$ 1 bilhão e que servirá de modelo também para o canal de Santos, também previsto para 2025, entre outras concessões.

“A Lei de Portos foi criada em 2013 e nesses 10 anos, até 2022, nós tivemos, o equivalente a 41 leilões no Brasil. Em 4 anos do governo atual, nós vamos fazer 60 leilões no país”, afirmou.

Hidrovias

O ministro ressaltou ainda que o Ministério está preparando também a concessão da hidrovia do Paraguai, que será a primeira concessão de hidrovia no País. “O Brasil tem mais de 60 mil quilômetros de hidrovias navegáveis, nós temos um grande potencial que vai reduzir quase 40% dos custos logísticos, ajudar na sustentabilidade e na descarbonização”, afirmou Costa Filho.



petróleo e gás (continuação)

“Eu acho que é isso que a gente precisa, criar uma construção coletiva e sonhar cada vez mais com o Brasil mais justo, mais humano, mais solidário, e sobretudo, de mais oportunidades para o povo brasileiro”, acrescento, lembrando que esses projetos sustentáveis estão despertando um grande interesse de investidores da Ásia, Europa e da América Latina. Além da hidrovía do Paraguai, estão em estudo as hidrovias do Madeira, Lagoa Mirim, Tocantins e Tapajós.

O ministro comentou ainda sobre o projeto BR do Mar, para estimular o uso da cabotagem no transporte de cargas entre portos nacionais. “A ideia é que a gente possa transformar os 8 mil quilômetros de costa litorânea brasileira em grandes BRs, ajudando no amplo processo de cabotagem e no transporte de cargas pela costa brasileira, chegar nos portos e fazer essa distribuição pelos portos brasileiros”, explicou.

Aeroportos

O Ministro concluiu sua participação no Fórum falando dos avanços no setor aéreo, por meio dos programas de investimentos na modernização de terminais e na expansão da malha aeroviária. “A gente está tendo um fortalecimento na aviação do país, apesar de todas as dificuldades. Para você ter uma ideia, em 2022, nós tivemos 98 milhões de passageiros. Esse ano nós vamos terminar com 128 milhões de passageiros. São 30 milhões de passageiros a mais que estão sendo incluídos na aviação brasileira. Devemos chegar a 2025 com 135 milhões de passageiros”, afirmou.

O MPor está desenvolvendo diversos projetos no setor aéreo, entre eles o AmpliAR, para fortalecer a aviação regional, com investimentos de R\$ 1,25 bilhão, em 19 aeroportos de 11 estados das regiões da Amazônia Legal e do Nordeste.

Destaque também para o Investe + Aeroportos, que prevê R\$ 4,5 bilhões em investimentos em projetos de diferentes naturezas, fomentado a eficiência da logística aeroportuária.



30 anos em operação offshore

Entrevista, Eduardo Adami, Vice-Presidente da Camorim Serviços Marítimos

por Julia Vaz e Fabiano Reis



Divulgação Camorim

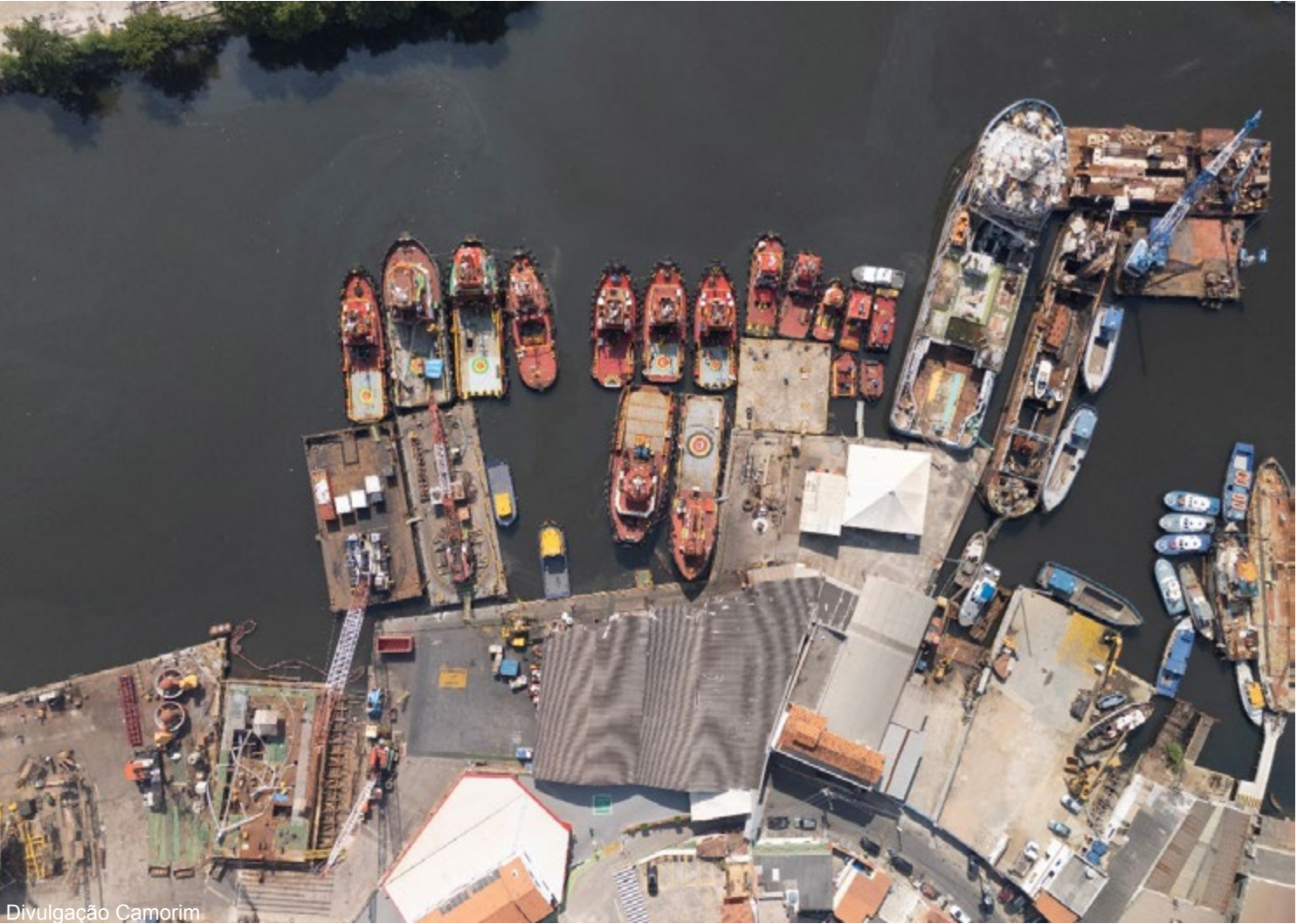
Com uma frota diversificada, composta por mais de 150 embarcações, incluindo PSVs Platform Supply Vessels, AHTSs - Anchor Handling Tug Supply, LHs - Line Handlers, rebocadores e cábreas, a Camorim Serviços Marítimos posiciona-se como uma parceira estratégica da indústria offshore.

“Nosso diferencial está na combinação de experiência e estrutura. A Camorim tem 30 anos de atuação no setor, com uma equipe altamente qualificada e comprometida em manter o padrão de excelência em todas as nossas bases”, afirma o vice-presidente da empresa carioca que tem atuação nacional.

Eduardo Adami, que já desempenhou as funções de diretor financeiro e diretor comercial antes de assumir o segundo posto no comando, afirma que, a despeito do tamanho e diversidade da frota, dificilmente há embarcações ociosas.

“Estamos presente em diferentes linhas de negócio, atendendo demandas que vão muito além do setor de óleo e gás.

Essa diversidade garante que nossa frota esteja constantemente em operação, adaptando-se às necessidades de cada segmento”, conclui o executivo.



Oil&Gas Brasil: ***A Camorim tem uma presença física em polos estratégicos próximos a grandes bacias produtoras ou em exploração, desde a sede, em Niterói (RJ), a filiais em Macaé (bacia de Campos), Santos, Vitória (bacia Espírito Santo e Campos). Quais são as grandes demandas offshore atendidas pela Camorim nessas bacias?***

Eduardo Adami: Hoje, a Camorim atua no mercado offshore com uma frota dedicada de 22 embarcações, composta por 17 Line Handlers (LHs), 3 PSVs, 1 AHTS e 1 OSRV. Essa diversidade nos permite atender diferentes frentes de operação, desde o apoio às manobras de offloading, com manuseio de mangotes, espias e transporte de materiais, até operações de combate a derramamento de óleo.

Um exemplo que se destaca é o MPSV Polaris, embarcação de grande porte que atua como barco de acomodação, em contrato W2W (Walk to Work) com a Petrobras, com capacidade para até 100 passageiros. Uma linha de negócio inédita para a empresa que amplia ainda mais nossa atuação em atividades offshore.

Oil&Gas Brasil: ***Como a empresa gerencia a operação e a cultura organizacional de forma tão distribuída, garantindo o mesmo padrão de excelência em cada base?***

Eduardo Adami: Nosso diferencial está na combinação de experiência e estrutura. A Camorim tem 30 anos de atuação no setor, com uma equipe altamente qualificada e comprometida em manter o padrão de excelência em todas as nossas bases.

O estaleiro em Niterói é o coração da empresa. Por ser extremamente bem estruturado e equipado, concentramos nele tanto as áreas administrativas quanto operacionais, especialmente a manutenção da frota. Praticamente todas as embarcações são docadas internamente, o que nos garante maior controle sobre os processos, confiabilidade nas entregas e um padrão uniforme de qualidade. Essa centralização, aliada à presença em polos estratégicos, permite que a Camorim esteja próxima dos clientes e, ao mesmo tempo, assegure consistência nos serviços em todas as regiões onde atua.

Oil&Gas Brasil: ***Quais os grandes desafios hoje no atendimento às plataformas offshore?***

Eduardo Adami: O mercado offshore vive um momento muito aquecido, e isso traz consigo alguns desafios importantes. O primeiro deles é a escassez de mão de obra qualificada, um problema que impacta toda a indústria e exige investimentos constantes em capacitação e retenção de profissionais especializados.

Outro ponto crítico é a divergência entre o tempo médio dos contratos oferecidos pelas petroleiras e o tempo de retorno do investimento necessário para a construção de novas embarcações. Desde o período de retração, os contratos passaram a ter duração de dois a quatro anos, enquanto um projeto de construção pode levar mais de uma década para se pagar. Essa falta de garantia a longo prazo gera insegurança e torna os investimentos de alto risco — sobretudo para empresas nacionais como a nossa, que não contam com a mesma facilidade de acesso ao capital estrangeiro

que as multinacionais. Felizmente, esse cenário começa a se transformar. Com o mercado aquecido, há uma retomada de perspectivas mais sólidas, como os novos contratos da Petrobras, que já chegam a até 12 anos de duração. Essa mudança traz maior previsibilidade e segurança, permitindo que empresas de navegação, como a Camorim, planejem seus investimentos com confiança e continuem expandindo para atender à crescente demanda do setor.

Oil&Gas Brasil: ***Toda a frota está a serviço da indústria de óleo e gás? Quais os tipos de embarcações que estão 100% sempre em serviço: PSVs?***

Eduardo Adami: Outro grande diferencial é justamente a diversidade da frota. Nem todas as embarcações estão diretamente dedicadas às operações offshore, mas todas de alguma forma contribuem para a cadeia de óleo e gás. As embarcações focadas em offshore são os PSVs, AHTSs, OSRVs e LHs, que atualmente estão 100% em operação, refletindo a forte demanda do setor.

Já as demais embarcações, como rebocadores, lanchas, balsas e cábreas, mesmo não sendo exclusivamente offshore, acabam exercendo um papel essencial no suporte às atividades da indústria. Para citar um exemplo: quando uma plataforma precisa se aproximar da costa para adequações contratuais, pode contar com nossos rebocadores portuários para atracação, lanchas para transporte de pessoas, além de balsas e rebocadores menores para movimentação de cargas. Ou seja, a Camorim oferece uma solução verdadeiramente 360 graus, capaz de atender desde as operações marítimas mais complexas até demandas de apoio logístico e portuário integradas à indústria de óleo e gás.

Oil&Gas Brasil: ***Com uma frota dessa dimensão, um dos grandes desafios deve ser a gestão da capacidade ociosa. Como a empresa otimiza o posicionamento desses ativos para atender à demanda flutuante do setor de óleo e gás?***

entrevista exclusiva (continuação)

Eduardo Adami: Na verdade, o desafio é o oposto: dificilmente temos embarcações ociosas. Um dos grandes diferenciais da Camorim é estar presente em diferentes linhas de negócio, atendendo demandas que vão muito além do setor de óleo e gás. Além da atuação offshore, estamos presentes em 11 portos no Brasil, prestando serviços que incluem apoio portuário, apoio à dragagem, cabotagem, transporte de pessoal, de água, entre outros. Essa diversidade garante que nossa frota esteja constantemente em operação, adaptando-se às necessidades de cada segmento.

Em alguns momentos, um setor pode estar mais aquecido do que outro. Porém, justamente por termos essa capacidade de transitar por diferentes mercados, conseguimos balancear a operação e manter nossas embarcações em atividade. O resultado é uma frota sempre bem aproveitada, capaz de responder de forma ágil às variações do mercado.



Divulgação Camorim

Oil&Gas Brasil: ***Depois de um período de retração, voltamos a ter novos investimentos nos últimos anos. Quais as expectativas da empresa em relação aos próximos anos: aumento da demanda? Aquisição de novas embarcações?***

Eduardo Adami: Sim, nossas expectativas são bastante positivas. Esse cenário já pode ser percebido pelos movimentos recentes que fizemos em relação ao aumento da frota. Somente de 2024 até agora, concluímos a construção de dois Line Handlers e incorporamos três embarcações de grande porte, o que representa um investimento significativo e um passo importante para a empresa.

Na área portuária, finalizamos também a construção de cinco rebocadores azimutais de 80 toneladas de bollard pull, reforçando ainda mais nossa posição e capacidade de atendimento nesse segmento. Para os próximos anos, nossa projeção é acompanhar o crescimento natural do mercado. Só conseguimos investir porque o setor vem se mostrando extremamente aquecido, e acreditamos que, se essa tendência de expansão continuar, nós também seguiremos crescendo para atender à demanda com uma frota cada vez mais robusta e moderna.

Oil&Gas Brasil: ***A bacia de Pelotas ainda está em fase de exploração, mas vocês têm unidade em Rio Grande, apta a atender as demandas nessa bacia. Quais as perspectivas em relação a Pelotas? Vocês atuam também nessa fase de sísmica, dando suporte a empresas como TGS e Viridien?***

Eduardo Adami: Nossa base em Rio Grande hoje é dedicada principalmente ao reboque portuário, não estando voltada diretamente para operações offshore. No entanto, a Camorim tem experiência nesse tipo de serviço e já trabalha com empresas do segmento. Hoje contamos com duas embarcações dedicadas a projetos sísmicos, que dão suporte a operações dessa natureza. Desta forma, estamos preparados para atender a esse mercado sempre que houver demanda concreta na região.

Oil&Gas Brasil: ***E em relação à margem equatorial: há expectativa de atender as operações lá, uma vez que tem unidades na região (São Luís)?***

Eduardo Adami: Nossa filial em São Luís hoje também é dedicada ao reboque portuário, mas a Camorim já demonstrou, em diversas regiões do país, que possui expertise, estrutura e frota compatível para atender esse tipo de operação. E, mais do que isso, estamos ansiosos pela oportunidade de contribuir com o desenvolvimento dessa nova fronteira exploratória nacional.



Divulgação Camorim

Oil&Gas Brasil: ***O estaleiro próprio é um diferencial importante. Para além da manutenção da frota, como ele se tornou um ativo estratégico para a empresa, talvez até criando uma linha de negócios ou oferecendo uma vantagem competitiva única?***

Eduardo Adami: A grande força do nosso estaleiro está no fato de oferecer uma estrutura completa, com mais de 25 mil m², que

entrevista exclusiva (continuação)

nos garante uma resposta ágil e eficiente às demandas de manutenção da frota própria. Isso assegura um nível de operacionalidade elevado, trazendo ao cliente maior segurança e confiabilidade na hora da contratação. Diferente de muitas empresas que precisam terceirizar esse serviço, a Camorim consegue realizar praticamente todas as manutenções internamente, o que representa ganho em eficiência, controle de qualidade e prazos.

Essa robustez pode ser medida pela própria capacidade de construção do estaleiro, que consegue erguer até cinco embarcações simultaneamente — um indicativo claro da dimensão e do nível de preparo da nossa estrutura.

Outro diferencial competitivo é que, dentro do mesmo complexo, contamos com um Terminal de Uso Privado (TUP), autorizado pela ANTAQ, que permite embarque, desembarque e armazenagem de materiais e pessoas. Com oficinas, salas e refeitórios, conseguimos inclusive oferecer nossa infraestrutura como base de apoio offshore para os clientes, o que agrega ainda mais valor às operações.



AEGIS/Macaé

Oil&Gas Brasil: ***O lançamento do rebocador azimuthal C-Falcão parece ser um marco. Poderia nos detalhar que tipo de operações complexas ou novos contratos esse tipo de embarcação, com sua tração de 80 toneladas, permite que a Camorim busque ou execute hoje, que não eram possíveis antes?***

Eduardo Adami: Na verdade, o grande marco não foi apenas o lançamento do C-Falcão, mas sim a entrega, em menos de um ano, de cinco novos rebocadores azimuthais: C-Fênix, C-Falcão, C-Albatroz, C-Condor e C-Harpia. Todos com 80 toneladas de bollard pull, uma das maiores potências disponíveis hoje no mercado.

Diferente das embarcações offshore, geralmente direcionadas a contratos de longo prazo, esses rebocadores têm como objetivo fortalecer a frota portuária da Camorim. A tendência global é clara: navios cada vez maiores demandam rebocadores cada vez mais potentes. Com essa adição, garantimos a competitividade da empresa em portos estratégicos e ampliamos nossa capacidade de realizar manobras complexas com segurança e eficiência, consolidando ainda mais a posição da Camorim no mercado de apoio portuário.

Oil&Gas Brasil: ***A empresa anunciou recentemente novas vagas para tripulações. Num mercado com escassez de mão de obra qualificada, quais são as estratégias concretas da Camorim para atrair, capacitar e reter esses profissionais tão especializados?***

Eduardo Adami: De fato, a escassez de mão de obra qualificada é um dos grandes desafios do setor e a Camorim tem investido de forma consistente para superá-lo. Uma de nossas principais estratégias é a promoção de cursos de formação próprios, em parceria com o IMAPOR, realizados gratuitamente em nossas instalações e com estágio nas embarcações da companhia.

Um exemplo é o curso de Moço de Convés, que já teve seis edições. O impacto tem sido expressivo: cerca de 60% dos alunos formados foram absorvidos pela empresa, e aproximadamente 70% dos atuais comandantes da frota começaram suas carreiras como Moços de Convés. Isso comprova a eficácia da estratégia de formar talentos dentro de casa, oferecendo não só capacitação, mas também uma projeção real de carreira para os colaboradores.

Outro diferencial da Camorim é a diversidade da frota, com embarcações de diferentes portes e funções, o que permite criar uma trilha de crescimento para profissionais em diferentes estágios da carreira marítima. Essa estrutura dá aos tripulantes a oportunidade de evoluir gradualmente, acumulando experiências variadas e alcançando posições de maior responsabilidade.



Divulgação Camorim

entrevista exclusiva (continuação)

Oil&Gas Brasil: ***Como a Camorim se prepara para responder a emergências ambientais? Isso envolve simulações e treinamentos específicos, e com qual frequência?***

Eduardo Adami: A Camorim possui procedimentos estabelecidos e protocolos de resposta para emergências ambientais, que incluem simulações semestrais realizadas tanto com as equipes em terra quanto com as equipes embarcadas.

No estaleiro, contamos com barreiras de contenção próprias para casos de derramamento, além de um sistema de combate a incêndio. Já em nossa frota, dispomos de embarcações dedicadas a esse tipo de ocorrência, tripuladas por equipes especializadas em recolhimento, contenção, dispersão e transferência de óleo. Essas embarcações são equipadas com barreiras de contenção, canhões de incêndio, bombas de recolhimento e tanques de armazenamento, garantindo uma resposta ágil, eficiente e segura em situações emergenciais.

Oil&Gas Brasil: ***Na prática, como o compromisso com a sustentabilidade se traduz nas operações do dia a dia de uma empresa de apoio marítimo? São iniciativas focadas em eficiência energética da frota, gestão de resíduos, ou algo mais amplo?***

Eduardo Adami: Nosso compromisso com a sustentabilidade já é reconhecido por importantes certificações ambientais e se reflete em ações práticas que abrangem diferentes áreas de nossa operação.

Um exemplo recente é a adoção do uso de energia de terra para os rebocadores azimutais que operam no Porto do Rio de Janeiro. Com essa iniciativa, estimamos uma redução anual de cerca de 665 toneladas de CO₂, um marco

importante em eficiência energética e mitigação de emissões. No estaleiro, também adotamos práticas sustentáveis como o tanque de captação e reaproveitamento de água da chuva, painéis solares e coleta seletiva de resíduos. Além disso, desenvolvemos um projeto recente de reutilização de uniformes, EPIs e outros

materiais de descarte transformando-os em novos produtos e prolongando seu ciclo de vida útil. Acredito que nosso compromisso vai além da eficiência energética da frota, abrangendo uma visão mais ampla de responsabilidade socioambiental.



Divulgação Camorim/David Torres.

Seagems conclui Projeto BRAVA após três anos de parceria no Campo de Atlanta

Com o encerramento da campanha, empresa passa a operar 100% da frota em contratos com a Petrobras.



Foto: Divulgação

A Seagems, empresa brasileira especializada em soluções de engenharia submarina, acaba de concluir a operação do Projeto BRAVA, conduzido no Campo de Atlanta, na Bacia de Santos. O contrato foi assinado em 2022 e previa uma campanha de EPCI (Engineering, Procurement, Construction and Installation), conduzida em parceria com a acionista Sapura Energy.

A fase final da operação teve início em abril de 2024, com a mobilização da embarcação Ônix para a execução das atividades submarinas. Com o encerramento do projeto, toda a frota da companhia passa a operar exclusivamente em contratos com a Petrobras.

Durante o projeto, o navio foi adaptado para atender aos requisitos específicos da operação, incluindo a desmobilização do até então existente sistema EPS (Early Production System) e o redirecionamento dos flexíveis e umbilicais ao novo FPSO Atlanta, além de realizar a conexão de três novos poços.

“Não foi um projeto fácil. Foram necessárias soluções criativas e, acima de tudo, muito trabalho em equipe, mas a Seagems mostrou o que é profissionalismo, comprometimento e resiliência”, afirma Fillipe Ferreira, CTO da Seagems.

Contratos com a Petrobras

Em 2024, a Seagems firmou contratos com a Petrobras que totalizam US\$ 1,8 bilhão, envolvendo a operação de seis navios do tipo PLSV (Pipe Laying Support Vessel) nos próximos anos.

O escopo inclui serviços de engenharia submarina e manuseio de dutos flexíveis em diferentes áreas do litoral brasileiro.

As embarcações são responsáveis por atividades como instalação e retirada de dutos flexíveis, umbilicais eletro-hidráulicos e cabos de energia, novos ou reutilizados. As operações incluem carregamento, assentamento, ancoragem, descomissionamento, interligações, conexões em equipamentos submarinos, instalação de estruturas no leito marinho e testes hidrostáticos, em profundidades que chegam a 3.000 metros.

A entrega do Projeto BRAVA marca uma nova fase para a Seagems.

A partir de agora, a frota passa a operar 100% em contratos com a Petrobras, reforçando a confiança da estatal na capacidade técnica e na consistência das entregas.

Sobre a Seagems

Especializada em soluções práticas de engenharia submarina, a Seagems oferece respostas inovadoras às demandas offshore da indústria de energia. A empresa conta uma frota de seis navios PLSV e tem escritórios nas cidades do Rio de Janeiro, Rio das Ostras e Viena. A Seagems é 100% brasileira, resultado de uma joint venture entre duas multinacionais de renome: Vantris Energy Berhad e Paratus Energy Services Ltd. Atualmente a Seagems tem contratos de longo prazo assegurados para toda a frota a serviço da Petrobras.



Foto: Divulgação

NAVE avança

Ao completar um ano, programa de aceleração da inovação ganha velocidade de cruzeiro

por Júlia Vaz e Fabiano Reis



Com contratos assinados entre companhias petrolíferas e as 21 startups selecionadas para enfrentar 19 desafios da indústria de óleo e gás (O&G), o programa NAVE — Núcleo de Aceleração da Inovação em Vínculo Empresarial — entra em velocidade de cruzeiro em 2026.

Criado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em parceria com o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), o programa vai aportar cerca de R\$ 28 milhões em projetos voltados à solução de desafios tecnológicos cruciais para a indústria de energia, reforçando a sinergia entre inovação aberta e setor produtivo.

As 21 empresas selecionadas, oriundas de diversos estados brasileiros, foram escolhidas por meio de um processo competitivo que atraiu 264 startups de todo o país — um sinal claro de que a inovação capaz de contribuir para o desenvolvimento sustentável da indústria de óleo e gás pode surgir de qualquer canto do Brasil.

Com a assinatura dos contratos, realizada em agosto durante o evento Warm Up Programa NAVE, os projetos entram oficialmente em fase de desenvolvimento, com encerramento previsto para junho de 2026. Cada iniciativa receberá investimento entre R\$ 500 mil e R\$ 1 milhão, com acompanhamento técnico de uma ou duas empresas ao longo de um ano.



“Estamos aqui hoje, reunidos com startups, institutos de ciência e tecnologia (ICTs), empresas petrolíferas participantes do programa e o IBP, materializando uma visão construída com muito diálogo, coragem e trabalho técnico”, afirmou o diretor da ANP, Fernando Moura, durante o evento de assinatura.

“Nossa premissa é de que a inovação regulada pode — e deve — ser um vetor de transformação para o setor energético brasileiro.

O NAVE surge da compreensão de que os desafios tecnológicos do setor exigem novas formas de cooperação, novas rotas de desenvolvimento e, sobretudo, novas vozes”, complementou.

As nove empresas de energia participantes da primeira edição do NAVE são: China National Petroleum Corporation (CNPC), China National Offshore Oil Corporation (CNOOC), Equinor, ExxonMobil, Repsol Sinopec, Shell, Petrobras, Petrogal Brasil e TotalEnergies.



“Mais do que um programa de inovação aberta para solucionar desafios tecnológicos do setor energético, o NAVE ANP simboliza uma verdadeira transformação na forma de regular o mercado”, destacou Raphael Moura, **Superintendente de Tecnologia e Meio Ambiente da ANP**.

“Seu lançamento posicionou a Agência na vanguarda da regulação promotora de inovação, fomentando um ecossistema vibrante com a agilidade que a sociedade exige. Essa iniciativa ainda resulta na redução de custos e riscos para as empresas de energia que atuam no Brasil”, agrega.

“Os frutos já começarão a aparecer em setembro: três das startups participantes foram selecionadas para a Houston Energy and Climate Startup Week e apresentarão suas soluções inovadoras para os desafios climáticos.

Estamos extremamente orgulhosos do programa e de nossos empreendedores!”, salienta Raphael Moura.

Com execução a cargo do iUP, hub de inovação do IBP, o programa articula um ambiente onde grandes empresas âncoras financiam e acompanham o desenvolvimento de soluções apresentadas pelas startups selecionadas.

Agente catalisador

A proposta central do programa, que busca ser um catalisador para a modernização do setor, é acelerar soluções tecnológicas para desafios estratégicos como transformação digital, eficiência operacional, segurança, armazenamento de energia, descarbonização e redução de emissões.

No lançamento do programa, em 2024, o **diretor da ANP, Daniel Maia**, destacou a relevância da iniciativa e o engajamento da diretoria da agência nos temas de P&D e inovação.



Foto: Divulgação

“A parceria com o IBP representa um alinhamento natural entre regulador, empresas e startups, acelerando processos e promovendo soluções ágeis e eficazes.

Essa colaboração demonstra a capacidade do setor de se transformar rapidamente, com segurança jurídica e foco em resultados concretos”, afirmou Maia

O presidente do IBP, Roberto Ardenghy, também ressaltou o impacto do programa e a sinergia entre as instituições.



Foto: Divulgação

“A ANP tem demonstrado uma capacidade exemplar de modernização e transparência, alinhada à urgência do setor. Essa parceria reforça nosso compromisso com o desenvolvimento sustentável da indústria. O NAVE será fundamental para impulsionar novas soluções e fortalecer ainda mais o ecossistema de óleo e gás no Brasil”, concluiu.

Adesão inesperada

O sucesso da iniciativa foi imediato: recebeu mais de 260 inscrições válidas, representando 215 empresas de 18 estados brasileiros, que cobriram aproximadamente 85% dos desafios tecnológicos propostos. O volume expressivo de propostas levou a ANP a estender os prazos do processo seletivo. A previsão é que os projetos escolhidos comecem a ser contratados ainda em 2025, com orçamento global da ordem de R\$ 28 milhões.

O programa funciona como uma ponte institucional que materializa essa visão. Sua estrutura vai além dos tradicionais editais de fomento, criando um canal direto onde startups têm acesso a capital, mentoria técnica especializada e, o mais crucial, à rede de potenciais clientes e investidores.

Em contrapartida, operadoras e fornecedores de energia podem testar soluções ágeis em ambiente regulado e com acompanhamento da ANP.

Os resultados já começam a ser tangíveis, com a implementação de tecnologias como inteligência artificial para análise de dados sísmicos, monitoramento por drones de infraestrutura crítica e sistemas de simulação para treinamento de equipes.

Para a agência reguladora, a iniciativa abre o setor — historicamente dominado por grandes companhias — a novos atores, sem abrir mão do rigor técnico e regulatório. Ao conectar startups às necessidades das grandes empresas, o NAVE reduz assimetrias de informação, fortalece a competitividade do setor e acelera a incorporação de novas tecnologias pelo mercado nacional.

Se consolidar seu modelo, o NAVE pode se tornar um exemplo bem-sucedido de como políticas públicas, setor privado e ecossistema de inovação podem convergir para impulsionar a transição tecnológica e energética no Brasil.

Programa de Empreendedorismo

O NAVE, criado como um programa de empreendedorismo pela Resolução ANP nº 918/2023, o NAVE autoriza a aplicação de recursos da cláusula de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) dos contratos de exploração em projetos com startups. A cláusula prevê a aplicação, em PD&I, de percentual da receita bruta de campos com grande produção de petróleo e/ou gás natural, segundo condições específicas de cada modalidade de contrato.

O NAVE tem como objetivos: fomentar startups e novos modelos de negócios, estimular o empreendedorismo, promover a inovação para desafios comuns do setor de energia, incentivar empresas da cadeia fornecedora, desenvolver tecnologia em temas prioritários e induzir a cooperação entre ICTs e startups.

Ambipar e SBM Offshore anunciam iniciativa conjunta para desenvolver solução robótica inovadora para limpeza de tanques em plataformas de petróleo

Parceria reforça o compromisso com segurança e sustentabilidade no setor de óleo e gás.



Foto: Divulgação

A Ambipar, líder global em soluções ambientais, e a SBM Offshore, referência mundial em infraestrutura oceânica, anunciam hoje uma solução inovadora para a limpeza de tanques de óleo em unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência (FPSOs).

Tradicionalmente, a limpeza desses tanques envolve riscos significativos à saúde e à segurança dos trabalhadores, que atuam em espaços confinados, sob altas temperaturas e em contato com resíduos químicos.

A nova abordagem, fruto da colaboração entre as duas empresas, utiliza tecnologia de ponta com robôs operados remotamente para realizar o processo de forma segura, reduzindo drasticamente os riscos de espaços confinados e a possibilidade de acidentes.

A tecnologia já foi aplicada com sucesso em um FPSO em operação offshore. O robô removeu resíduos oleosos pesados, enquanto a equipe embarcada (POB) acompanhava todo o processo remotamente, 24 horas por dia, a partir de um local seguro fora do tanque.

Esse novo sistema elimina completamente a necessidade de entrada de pessoas nos tanques durante a limpeza – uma das etapas mais críticas e perigosas da operação – e ainda contribui para a redução de riscos operacionais e ambientais.

A solução representa um salto qualitativo em segurança operacional, sustentabilidade e eficiência para a indústria offshore, protegendo vidas, ao mesmo tempo em que reduz o tempo de operação e o impacto ambiental dessas atividades.

“Essa solução robótica marca um ponto de virada para a indústria offshore. Ao automatizar um processo tradicionalmente perigoso, estamos não apenas aumentando a segurança, mas também melhorando a eficiência operacional e reduzindo o impacto ambiental. É uma demonstração clara de como inovação e responsabilidade podem caminhar juntas”, afirma Rogério Calderaro, Head Global de Serviços Industriais da Ambipar.

Além de maior segurança, a solução também reduz os custos e o tempo envolvidos no processo de limpeza, podendo se tornar um

novo padrão para o setor. A iniciativa está alinhada ao compromisso de ambas as empresas com a inovação tecnológica e com a transição para operações mais sustentáveis na indústria de óleo e gás.

“Estamos entusiasmados em anunciar esse acordo com a Ambipar. Juntos, estaremos na vanguarda de uma abordagem revolucionária para oferecer soluções inovadoras que eliminam riscos à vida humana durante tarefas complexas como a limpeza de tanques de petróleo em FPSOs.

Essa colaboração permitirá que as empresas ofereçam condições de trabalho muito mais seguras para suas equipes, além de proteger o meio ambiente”, afirma Jaap-Harm Westhuis, Diretor de Tecnologia, Inovação e Desenvolvimento de Produtos da SBM Offshore.



Foto: Divulgação

Nexio e IBBX firmam parceria para levar tecnologia de monitoramento preditivo ao setor industrial e offshore

Solução visa prever falhas em equipamentos e sistemas no setor, otimizando manutenções.



A Nexio, plataforma de produtos e serviços digitais, anuncia uma parceria estratégica com a IBBX, empresa especializada em soluções de conectividade e monitoramento remoto. A colaboração integra sensores inteligentes, gateways sem fio e a Plataforma IBBX de análise, com foco na predição de falhas e na digitalização de operações industriais — especialmente em ambientes de alta complexidade como o offshore.

Com tecnologia proprietária de comunicação de longo alcance, a IBBX entrega conectividade robusta em longas distâncias, com baixo custo e alta eficiência. O protocolo permite transmissão de dados a mais de 1 km em campo aberto e até 300 metros em ambientes com barreiras físicas ou poluição eletromagnética, formando redes privadas densas com mínima necessidade de repetidores.

O resultado da parceria é uma solução de monitoramento sem fio escalável, eficiente e com alta aplicabilidade em operações industriais críticas, composta por sensores inteligentes wireless, gateways de comunicação e software para análise e predição de falhas.

“A parceria com a IBBX fortalece nosso ecossistema de soluções digitais ao trazer conectividade de ponta combinada à capacidade analítica da Plataforma IBBX. Estamos ampliando a nossa entrega de valor aos clientes, com foco em confiabilidade, eficiência operacional e sustentabilidade”, destaca Rodrigo Chamusca, gerente executivo de Negócios Digitais e Tecnologia da Ocyan, empresa do setor de óleo e gás que controla a Nexio, em parceria com a consultoria EloGroup.

A nova tecnologia pode ser aplicada em qualquer tipo de equipamento rotativo — de redutores a turbinas, entre 30 e 10.000 RPM — e em qualquer segmento industrial. No entanto, o foco inicial será expandir o atendimento ao mercado de óleo e gás, especialmente no ambiente offshore, onde o monitoramento remoto traz benefícios operacionais e de segurança significativos.

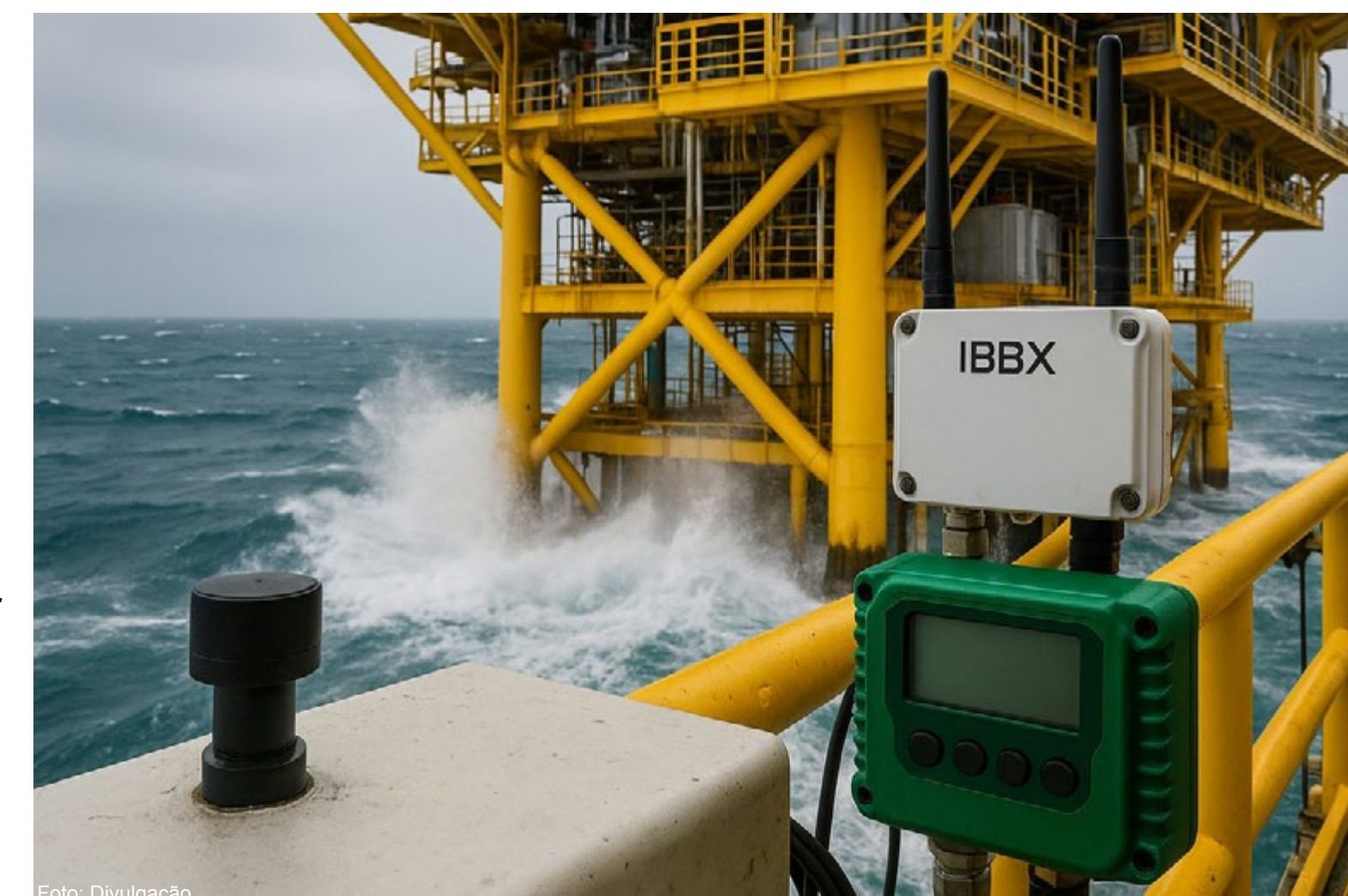
Entre os principais ganhos estão redução de paradas não programadas, por meio da identificação antecipada de falhas em ativos críticos; otimização da manutenção, com transição de modelos corretivos para preditivos; menos intervenções em campo, eliminando a necessidade de acesso físico a equipamentos; e maior confiabilidade dos ativos, com decisões baseadas em dados reais e contínuos.

A Plataforma IBBX atua de forma contínua e autônoma, encontrando padrões de comportamento e anomalias que indicam

falhas futuras, permitindo intervenções planejadas e redução de perdas de receita. Em apresentações recentes, cases demonstraram economia significativa com a prevenção de falhas e a redução de tempo de inatividade de equipamentos.

“Com essa integração, complementamos o portfólio da Nexio com uma solução completa que conecta o campo à inteligência digital. É mais um passo na nossa missão de impulsionar a transformação digital com foco em performance, segurança e sustentabilidade”, afirma a Chamusca.

A IBBX é a 11ª startup que se junta à plataforma de soluções digitais, depois da Altave, Cumulus (Estados Unidos), ConditionAll (Noruega), Pyplok (Canadá), Confirm8, Endserv, Protium Dynamics, Intelie, Dersalis e Vidya (investida Ocyan).



BRAVA Energia registra lucro de R\$ 1 bilhão no segundo trimestre de 2025

Companhia alcançou EBITDA ajustado de R\$ 1,3 bilhão.



A BRAVA Energia registrou lucro líquido de R\$ 1 bilhão, no 2T25, conforme balanço financeiro divulgado pela Companhia, na última quarta-feira 06/07. O resultado é o melhor da história da companhia desde a sua criação, em agosto do ano passado. O EBITDA ajustado do período foi de R\$ 1,3 bilhão, um aumento de 24% na comparação com o trimestre anterior. Já a receita líquida foi de R\$ 3,1 bilhões.

No 2T25, a BRAVA registrou evolução em todas as métricas financeiras e operacionais. A companhia também renovou o recorde de produção trimestral, registrando 85,9 mil barris de óleo equivalente por dia (boe/d), 21,3% acima do trimestre anterior – no mês de julho, a média diária já ultrapassou 90,9 mil boe.

“Neste trimestre, alcançamos nosso melhor resultado desde a criação da BRAVA. A companhia vem mantendo uma trajetória de evolução nos principais aspectos de segurança, operacionais e financeiros. Isso demonstra a resiliência do nosso portfólio e o sucesso da nossa estratégia de alocação de capital, com uma gestão focada em eficiência e redução da alavancagem”, afirma o CEO, Décio Oddone. “Estamos construindo uma base sólida para impulsionar ainda mais a companhia em sua trajetória de geração de valor, contribuindo também com o desenvolvimento do país”, completa.

O capex reduziu no período, confirmando o segundo trimestre consecutivo com redução na linha de investimentos. Isso foi possível, especialmente, pela finalização da primeira etapa do projeto Atlanta, que incluiu a perfuração de dois novos poços, a conexão de seis poços ao novo FPSO e a instalação de novos equipamentos submarinos.

Ainda no aspecto financeiro, a companhia reportou uma redução da dívida líquida e forte posição de caixa. O 2T25 encerrou com US\$ 933 milhões em caixa e uma dívida líquida/EBITDA de 3,1x, reduzindo 0,3x quando comparado com o 1T25.

Esta redução de dívida ainda não reflete eventos subsequentes importantes, como: i) o pré-pagamento da Debênture Potiguar (US\$ 500MM), utilizando recursos de uma nova emissão, com expressiva redução de custo e melhor perfil de amortização; (ii) o pré-pagamento das Debêntures da 2ª Série da 1ª Emissão (cerca de US\$ 125MM), instrumento de dívida que apresentava o maior custo entre as dívidas locais da Companhia, utilizando recursos do caixa; e iii) a monetização de crédito atrelado ao financiamento do FPSO Atlanta, no valor de US\$ 260 milhões, reduzindo a

alavancagem e reforçando o caixa da companhia para os próximos anos.

Evolução operacional – No segundo trimestre de 2025, Atlanta alcançou seu maior nível de produção trimestral desde o início da operação do campo, com registro de 36 mil boe/d. A performance se dá pela conclusão da conexão dos poços 4H e 5H no período.

Já Papa-Terra teve seu maior volume de produção desde que foi adquirido pela BRAVA, em dezembro de 2022, com registro de 19 mil boe/d.

O 2T25 reforça, ainda, a consistência operacional dos ativos onshore da Companhia, com produção estável e capacidade para compensar o declínio. O resultado, de média de 34,2 mil boe/d, é reflexo das atividades de reativação de poços na Bahia e no Rio Grande do Norte e a ampliação da capacidade de injeção de vapor no Complexo Potiguar, que contribui para a recuperação secundária da produção.



Solstad fecha contrato com a Petrobras



O CSV Normand Commander terá um contrato de casco nu do armador Solstad Maritime (SOMA) para a Solstad Offshore, que detém o contrato com a Petrobras.

Com um valor de cerca de US\$ 108 milhões, excluindo serviços de veículos operados remotamente (ROV), o contrato começará no primeiro trimestre de 2026 e terá duração de quatro anos.

O Normand Commander é um projeto MT 6016 MK II e foi construído em 2006. A embarcação tem 93 metros de comprimento e pode acomodar 73 pessoas.

Digno de nota, a Solstad Offshore detém 27,3% das ações da Solstad Maritime.

A notícia surge logo após a Solstad Offshore garantir um contrato com a Petrobras para o CSV Normand Pioneer, construído em 1999, bem como a aprovação formal para o fornecimento de um rebocador de manuseio de âncoras (AHTS) de sua frota para executar uma tarefa de vários anos com a gigante estatal brasileira de energia.



Foto: Divulgação

Valmet fecha contrato estratégico com a Petrobras



A Valmet, líder global em tecnologias, automação e serviços para indústrias de processo, anuncia a assinatura de um contrato nacional com a Petrobras.

O acordo contempla o fornecimento de peças sobressalentes para válvulas, atuadores e posicionadores da marca Neles™ em todas as unidades operacionais da Petrobras, abrangendo as áreas de exploração, produção, refino, comercialização de petróleo e gás natural, além da geração de energia elétrica.

O primeiro pedido foi incluído nos pedidos recebidos pela Valmet no segundo trimestre de 2025. Os demais pedidos serão reconhecidos ao longo do contrato.

Com vigência inicial de um ano e possibilidade de renovação automática por até cinco anos, o contrato representa um marco significativo na parceria entre as duas empresas. A iniciativa proporciona à Petrobras benefícios estratégicos, como maior previsibilidade de custos, garantia de disponibilidade de equipamentos, agilidade nos processos, redução da burocracia e suporte técnico especializado com padrão de qualidade reconhecido.

“Este contrato reforça a confiança da Petrobras na capacidade da Valmet de fornecer soluções confiáveis e de alto desempenho, além de consolidar nossa presença no setor de óleo e gás”, destaca Marco Souza, gerente de negócios de Flow Control para a indústria

de óleo e gás na Valmet. Com este acordo, a Valmet reafirma seu compromisso com a excelência no atendimento ao cliente, contribuindo diretamente para a eficiência e a continuidade operacional das plantas da Petrobras. Mais informações sobre as soluções da Valmet para as indústrias química e de refino estão disponíveis em nosso site.

Sobre a Valmet:

A Valmet possui uma base global de clientes em diversas indústrias de processo. Somos líderes globais no desenvolvimento e fornecimento de tecnologias de processo, automação e serviços para as indústrias de celulose, papel e energia e, com nossas soluções de automação e Flow Control, atendemos uma base ainda mais ampla de indústrias de processo.

Nossos mais de 19.000 profissionais em todo o mundo trabalham próximos aos nossos clientes e estão comprometidos em impulsionar o desempenho de nossos clientes – todos os dias. A empresa tem mais de 225 anos de história industrial e um forte histórico de melhoria e renovação contínuas. As vendas líquidas da Valmet em 2024 foram de aproximadamente 5,4 bilhões de euros. As ações da Valmet estão listadas na Nasdaq Helsinki e sua sede fica em Espoo, na Finlândia.



ABPIP levou agenda estratégica ao Congresso para fortalecer produção independente de petróleo e gás



Foto: Divulgação

A Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP) esteve em Brasília e apresentou a parlamentares uma agenda de mudanças estruturais voltadas a garantir a continuidade da produção em campos maduros e marginais, responsáveis por parte relevante da segurança energética nacional.

O presidente da ABPIP, Marcio Felix, e o novo gerente executivo, Lucas Mota de Lima, se reuniram com os senadores Laércio Oliveira e Veneziano Vital do Rêgo, além dos deputados General Pazuello e Diego Andrade, defendendo a criação de um marco regulatório sob medida para esses ativos.

Hoje, empresas independentes operam mais de 260 campos no país, muitos adquiridos no processo de desinvestimento da Petrobras, e mantêm essas áreas produtivas com gestão eficiente, inovação e responsabilidade ambiental.

Felix explica que, entre os temas tratados junto ao Congresso, dentro da agenda estratégica da ABPIP, estão a regulamentação da reforma tributária, em especial exclusão do imposto seletivo para o setor de petróleo e gás; a derrubada do Veto nº 7/2025 ao inciso I do art. 413 da LC nº 214/2025; e a derrubada dos vetos à Lei nº 15.190/2025, sancionada a partir do PL nº 2.159/2021, Lei Geral do Licenciamento ambiental.

Para a ABPIP, aplicar aos campos maduros as mesmas regras fiscais e regulatórias dos projetos de alta produtividade, como os do pré-sal, ameaça a viabilidade econômica dessas operações, que enfrentam custos mais altos por barril, declínio natural de produção e dependência de infraestrutura existente. “Sem ajustes, há risco de abandono precoce de áreas com potencial remanescente”, alertou Felix.

O histórico do setor mostra que um ambiente regulatório favorável traz resultados rápidos: em menos de dez anos, a produção das independentes saltou de menos de 50 mil para mais de 300 mil barris equivalentes por dia, com aumento de arrecadação, empregos e investimentos regionais.

A agenda da ABPIP propõe regras proporcionais e específicas para campos maduros e marginais, preservando empregos, fortalecendo a economia local e garantindo a segurança energética do Brasil. “É hora de assegurar as condições para que os independentes continuem investindo e gerando valor para o país”, concluiu o presidente.



Foto: Divulgação

bp anuncia descoberta de hidrocarbonetos no poço exploratório Bumerangue, na costa brasileira

A bp anunciou hoje uma descoberta de petróleo e gás no bloco Bumerangue, em águas profundas na costa brasileira.



Foto: Divulgação

A bp perfurou o poço exploratório pioneiro 1-BP-13-SPS no bloco Bumerangue, localizado na Bacia de Santos, a 404 km do Rio de Janeiro, a uma profundidade de 2.372 metros. O poço foi perfurado a uma profundidade total de 5.855 metros.

O poço atingiu o reservatório à aproximadamente 500 metros abaixo do topo da estrutura e atravessou uma coluna de hidrocarbonetos estimada em 500 metros, em um reservatório de carbonato pré-sal de alta qualidade, com uma extensão de área superior a 300 km².

Os primeiros resultados de análise na sonda indicam níveis elevados de dióxido de carbono. A bp agora iniciará análises laboratoriais para caracterizar melhor o reservatório e os fluidos descobertos, o que fornecerá informações adicionais sobre o potencial do bloco Bumerangue.

Outras atividades de avaliação estão planejadas, sujeitas à aprovação regulatória.

A bp detém 100% de participação no bloco, com a Pré-Sal Petróleo S.A. como gestora do Contrato de Partilha de Produção. A bp adquiriu o bloco em dezembro de 2022, durante a Primeira Rodada de Oferta Permanente de Partilha de Produção da ANP, com termos comerciais muito favoráveis.

Gordon Birrell, vice-presidente executivo de Produção e Operações da bp, disse: “Estamos entusiasmados em anunciar esta descoberta significativa em Bumerangue, a maior da bp em 25 anos.

Este é mais um sucesso em um ano que tem sido excepcional para nossa equipe de exploração, reforçando nosso compromisso com o crescimento de nossas atividades de upstream.

O Brasil é um país importante para a bp, e nossa ambição é explorar o potencial de estabelecer um hub de produção significativo e vantajoso no país.”

Bumerangue é a décima descoberta da bp em 2025 até o momento. A bp já anunciou descobertas de exploração de petróleo e gás em: Beryl e Frangipani em Trinidad, Fayoum 5 e El King no Egito, Far South no Golfo da América, Hasheem na Líbia e Alto de Cabo Frio Central no Brasil, além de descobertas na Namíbia e Angola por meio da Azure Energy, sua joint venture 50-50 com a Eni.

A bp planeja aumentar sua produção global de upstream para 2,3-2,5 milhões de barris de óleo equivalente por dia em 2030, com capacidade para aumentar a produção até 2035.

Este anúncio contém informações privilegiadas. A pessoa responsável por organizar a divulgação deste anúncio em nome da BP p.l.c. é Ben Mathews, Secretário da Empresa.

Sobre a bp no Brasil

A bp está presente no Brasil há mais de 50 anos e atua nos segmentos de exploração de petróleo e gás natural, no fornecimento de gás, produção de biocombustíveis e bioenergia, por meio da bp bioenergy, fornecimento de combustível para aviação e marítimo, lubrificantes por meio da Castrol, comercialização de energia e combustíveis, energia solar (Lightsource bp), além de atuar via joint-ventures em geração termoelétrica (GNA), tancagem e logística de combustíveis (Opla), e distribuição de combustíveis marítimo (Efen).



Foto: Divulgação

Produção de petróleo e gás natural da Petrobras aumenta 5% e alcança 2,9 milhões de barris no 2º trimestre de 2025

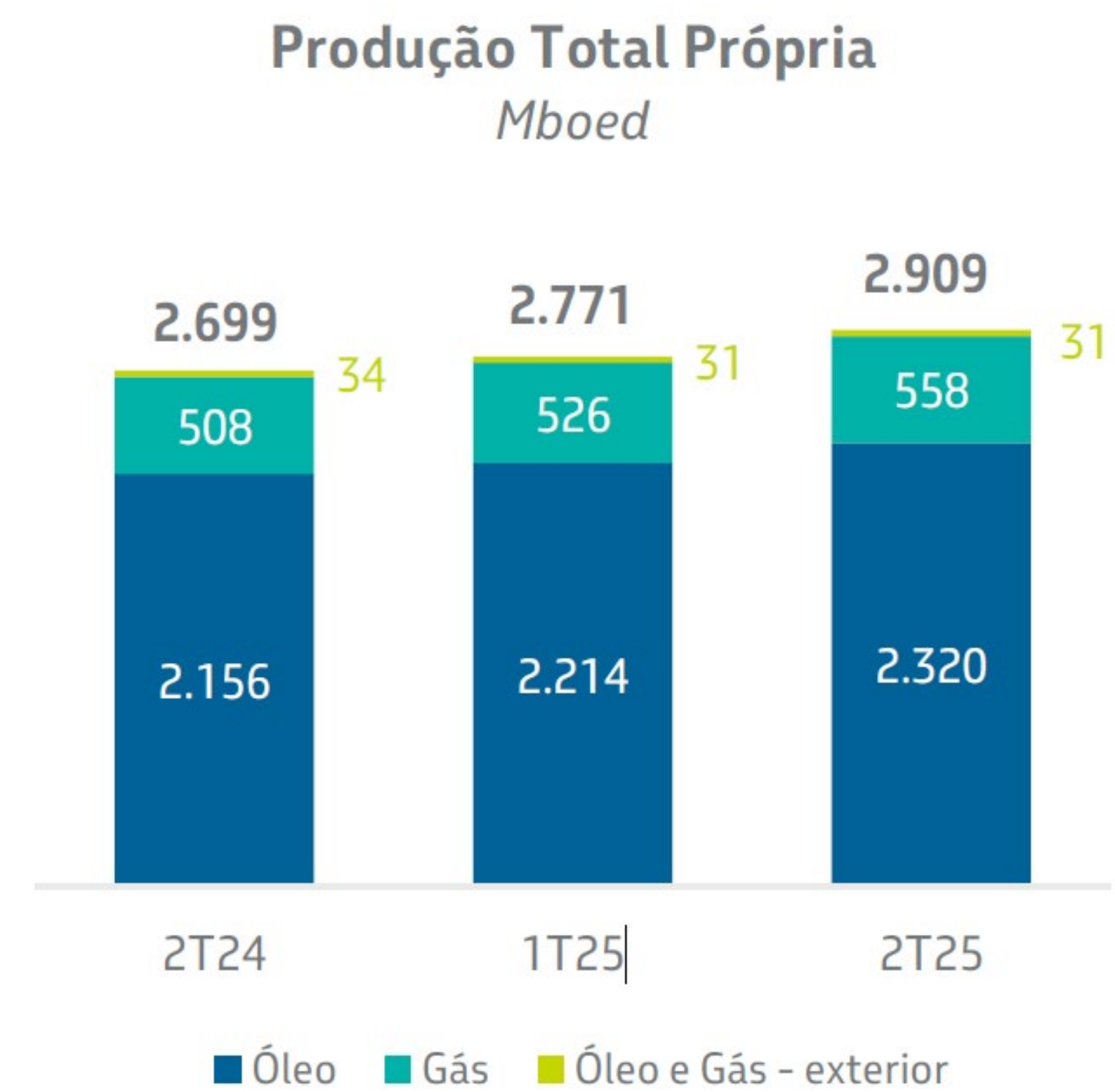
Venda e produção de derivados também crescem em relação ao trimestre anterior. Destaque para aumento da produção de diesel, superior em 2,4%.



A produção média de óleo, gás natural e líquido de gás natural da Petrobras alcançou 2,91 milhões de barris de óleo equivalente por dia (MMboed) no segundo trimestre de 2025 (2T25), o que representa um aumento de 5% em comparação com o 1T25.

Esse desempenho ocorreu, principalmente, em função do ramp-up (aumento gradual de produção) dos FPSOs Almirante Tamandaré, no campo de Búzios, Maria Quitéria, no campo de Jubarte, Anita Garibaldi e Anna Nery, nos campos de Marlim e Voador, do atingimento do topo de produção do Marechal Duque de Caxias e da entrada em produção do FPSO Alexandre de Gusmão, ambos no campo de Mero.

Em contrapartida, houve um maior volume de perdas por paradas e manutenções, além do declínio natural de produção.



Neste trimestre, entraram em operação 14 novos poços produtores, sendo sete na Bacia de Campos e sete na Bacia de Santos.

O FPSO Alexandre de Gusmão, quinta plataforma no campo de Mero, na Bacia de Santos, iniciou suas operações em 24 de maio,

antecipando a data prevista no plano de negócios atual e marcando mais um importante avanço para a produção no pré-sal brasileiro.

O processo de injeção de gás também já foi iniciado, com a entrada do primeiro poço injetor em 25 de junho, 32 dias após o início da operação da unidade. A plataforma tem capacidade para produzir 180 mil barris de óleo por dia, além de comprimir e reinjetar 12 milhões de m³ de gás diários.

O FPSO Marechal Duque de Caxias, que entrou em produção no dia 30 de outubro de 2024 no campo de Mero, alcançou, em 19 de maio, seu topo de produção com apenas quatro poços produtores, atingindo 180 mil barris de óleo por dia. Ao todo, a unidade terá 15 poços, sendo oito produtores de óleo e sete injetores de água e gás.

O navio-plataforma P-78 saiu do estaleiro em Singapura no dia 13 de julho e está em trânsito para o Brasil. Sua entrada em produção está prevista para o segundo semestre.

Do tipo FPSO (sistema de produção, armazenamento e transferência de petróleo), a plataforma é a sétima unidade a ser instalada no campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos e será rebocada até a locação com tripulação a bordo, o que vai permitir antecipar o início da produção em cerca de duas semanas.

Sua capacidade de produção será de 180 mil barris de petróleo por dia, além de comprimir até 7,2 milhões de m³ de gás diários.

petróleo e gás (continuação)

A Petrobras atingiu, neste trimestre, alguns recordes de produção, dentre os quais:

Produção total operada no 2T25: 4,19 MMboed (recorde anterior de 4,05 MMboed no 4T23).

Produção total própria no pré-sal no 2T25: 2,39 MMboed (recorde anterior de 2,33 MMboed no 4T23).

As plataformas do campo de Mero romperam a marca de produção operada de 600 mil bpd de óleo em 06 de julho.

O novo HDT da REPLAN é outro importante marco para a Petrobras. Com o início da operação dessa unidade em 27/05, a Refinaria de Paulínia ampliou sua capacidade de produção de diesel S-10 em até 63 mbpd e de querosene de aviação (QAV) em até 21 mbpd. Essa ampliação contribui para o phase out (retirada) do diesel S-500, possibilitando a conversão total da produção de diesel da REPLAN para o S-10. Além disso, a conversão melhora a eficiência energética da planta e reduz as emissões de compostos de enxofre (SOx) pela frota.

Venda e produção de derivados crescem no segundo trimestre

No segmento de Refino, Transporte e Comercialização, as vendas de derivados no mercado interno no 2T25 apresentaram um crescimento de 1% em relação ao 1T25, com destaque para a maior comercialização de GLP, gasolina e nafta.

A produção de derivados no 2T25 foi de 1.730 mbpd, 1,4% acima do volume produzido no trimestre anterior, com destaque para produção de diesel, 680 mbpd, um aumento de 2,4% em relação a do 1T25. A REVAP registrou recorde trimestral de produção de diesel S-10 no 2T25, de 44 mbpd, e a REPAR recorde histórico de produção de gasolina no primeiro semestre de 2025, com média de 65 mbpd.

A Petrobras manteve um elevado rendimento na produção de derivados médios (diesel e QAV) e gasolina, que representaram 68% do volume total de derivados no 2T25, mesmo com a realização de importantes paradas programadas na REPLAN e REFAP. Ressalta-se que as paradas programadas garantem a integridade dos equipamentos e a segurança das pessoas, aumentam a eficiência e a rentabilidade do processo produtivo, além de possibilitarem a implementação de novos projetos.

A companhia registrou novo recorde de processamento de petróleo do pré-sal no 1S25, de 72%, superando o recorde anterior de 68% ocorrido no 1S24. A expressiva participação dos óleos do pré-sal na carga processada evidencia, mais uma vez, o compromisso com a otimização do uso de óleos do pré-sal, contribuindo para a geração de derivados de maior valor agregado e para a redução das emissões atmosféricas.

Por meio da Petrobras Singapore, foi realizada uma parceria com a Vale para abastecer o navio graneleiro Luise Oldendorff com o combustível marítimo Very Low Sulfur (VLS) B24, composto por 24% de biodiesel de segunda geração (UCOME), derivado de óleo de cozinha usado, e 76% de óleo combustível fóssil das refinarias da Petrobras.

A Petrobras Singapore possui a certificação ISCC EU, que assegura que o produto atende aos critérios rigorosos de sustentabilidade em toda a cadeia logística do biocombustível.

O teste com biobunker, realizado em abril, dá continuidade à parceria estratégica entre Petrobras e Vale, que prevê o fornecimento de produtos com foco em competitividade e o avanço da pauta da descarbonização.



Foto: Divulgação

Perenco adquire ativos hibernados da Petrobras e define estratégia de recuperação

A Perenco finalizou a aquisição de duas concessões localizadas em águas rasas na Bacia de Campos da Petrobras.

A aquisição abrange os campos de Cherne e Bagre e duas plataformas fixas, PCH-1 e PCH-2, conforme anunciado originalmente em abril. As duas plataformas foram desativadas pela Petrobras no início de 2020 e, posteriormente, programadas para descomissionamento.

“Esta conclusão da aquisição das concessões de Cherne e Bagre pela Perenco Brasil representa uma mudança significativa em nossa posição no Brasil, onde operamos desde que assumimos os ativos de Pargo em outubro de 2019”, disse Armel Simondin, CEO da Perenco.

“Agora, vamos nos concentrar em implementar nossa estratégia de revitalização dos ativos, a fim de atingir nossa meta de produção de 15.000 barris de petróleo por dia nessas novas concessões e desbloquear mais de 50 mmstb de reservas.”

A Perenco Brasil tem como meta uma produção de cerca de 15.000 barris de petróleo por dia a médio prazo. Combinada com Pargo, espera-se que isso resulte na produção de 35.000 barris de petróleo por dia.

Uma das plataformas, a PCH-1, foi palco de um incêndio ocorrido em 21 de abril de 2025, seguido de uma explosão.

32 trabalhadores foram levados a hospitais, 14 dos quais sofreram queimaduras, enquanto outros tiveram que passar por tratamento médico devido à inalação de fumaça.

Os ativos recém-adquiridos estão localizados em lâmina d'água de 120 a 140 metros, a 27 quilômetros do cluster Pargo, também operado pela Perenco.

O cluster Pargo compreende os campos de Carapeba, Pargo e Vermelho. A área é desenvolvida por oito plataformas fixas.

Conforme divulgado pela Perenco, a produção atual do cluster Pargo é de aproximadamente 20.000 barris por dia, acima dos 2.800 barris por dia quando assumiu as operações em outubro de 2019. Em dezembro de 2023, a empresa anunciou o primeiro

petróleo de seu navio flutuante de armazenamento e descarga (FSO) Pargo. A empresa anglo-francesa concluiu recentemente mais uma aquisição, desta vez da Woodside Energy. Graças a isso, a empresa passou a deter os ativos da Grande Angostura, abrangendo uma participação nos campos de petróleo e gás offshore de águas rasas de Angostura e Ruby, instalações de produção associadas e o terminal onshore.



Foto: Divulgação

Seatrium contrata a Axess para trabalhos de conformidade em FPSOs com destino ao Brasil

A Axess Group ganhou contratos com a Seatrium de Cingapura para garantir a conformidade com os padrões brasileiros para seis unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência (FPSO) que trabalharão com a Petrobras.



Foto: Divulgação

Como um ponto único para suporte técnico e logística, a presença da Axess na Ásia permite um suporte contínuo durante toda a fase de construção de novos empreendimentos até sua chegada ao Brasil.”

Além disso, a Axess organizou uma visita das autoridades brasileiras, Diretoria de Aeronáutica da Marinha (DAerM) e Diretoria de Portos e Costas (DPC), à unidade P-78 enquanto ela estava em um estaleiro em Cingapura.

A empresa norueguesa auxiliou na obtenção das aprovações necessárias antes da partida do navio para o Brasil, garantindo a prontidão operacional do FPSO na chegada. Acredita-se que esta tenha sido a primeira vez que tais autorizações foram emitidas antes da chegada do navio às águas brasileiras.

A empresa norueguesa divulgou que auxiliará a Seatrium com os serviços de Conformidade Regulatória Brasileira (BRC) para seis FPSOs que operarão com a Petrobras, P-78, P-80, P-82, P-83, P-84 e P-85 . O escopo do trabalho envolve garantir que as unidades estejam em conformidade com as principais regulamentações brasileiras que impactam sua construção.

Ricardo Freire, Vice-Presidente para Ásia-Pacífico e Oriente Médio (VP – APME) do Axess Group, afirmou: “Estamos orgulhosos de termos sido selecionados pela Seatrium para esses projetos, consolidando nossa posição como líder de mercado em serviços de BRC.

A partir da P-78, todos os FPSOs da série P contarão com tecnologias avançadas relacionadas à geração de carbono, como parte do esforço da Petrobras para uma produção offshore mais sustentável. A unidade deixou recentemente o pátio da Seatrium em Singapura e segue para o campo de Búzios , da Petrobras.

Localizado na Bacia de Santos, a cerca de 180 quilômetros da costa do Rio de Janeiro, o campo de Búzios foi descoberto em 2010 e começou a operar em 2018. A Petrobras é a operadora (participação de 88,98%) em nome do Consórcio Reservatório Compartilhado de Búzios, composto pela CNOOC (7,34%) e CNPC (3,67%), com a Pré-Sal Petróleo SA (PPSA) como gestora.



Foto: Divulgação

fornecedores:

produtos/serviços



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

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

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

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

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



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

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



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

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

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



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

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

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

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

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



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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

fornecedores:

produtos/serviços



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

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

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

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

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

Principais Clientes:



Tecnofire

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

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

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

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



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

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

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

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



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

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

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

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



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

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

O que é um calçamento CHOCKFAST?

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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