

Revista digital Oil & Gas Brasil

Ano 2025 . Edição 65. nº 065

- * **DOF Group** terá mais dois navios operando no Brasil
- * **Fugro** e **Petrobras** expandem sua parceria de décadas
- * Sétimo **FPSO** se prepara para integrar campo da Bacia de Santos
- * Estatal divulga avanços em iniciativas para a Transição Energética
- * **Petroleira** informa sobre resultado de leilão da ANP

Entrevista exclusiva



Rodrigo Chamusca,
*Gerente executivo de Negócios
Digitais e Tecnologia da Ocyan*

**Transformação digital a
bordo**

**Descomissionamento - Desafios e oportunidades
no final do ciclo de vida de um ativo**



**Ambipar inicia testes com Be8 BeVant® para
descarbonizar operações marítimas e logísticas**



Sumário

07 petróleo e gás

12 artigo I

16 matéria de capa

19 entrevista exclusiva

Seções:

02 sumário

03 editorial

04 petróleo e gás

05 petróleo e gás

10 petróleo e gás

11 petróleo e gás

14 petróleo e gás

15 petróleo e gás

22 petróleo e gás

24 petróleo e gás

26 petróleo e gás

28 petróleo e gás

29 artigo II

35 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
Editora: Flávia Vaz **Comercial:** Irys Lima / Leandro Jesus
Diagramação: MJB Editores Associados **Fotos:** Banco de imagens da Petrobras, Ag. Petrobras, ANP e Redação. **Circulação:** Mensal envio para + 40 mil e-mails. As matérias jornalísticas e artigos assinados em Revista digital Oil & Gas Brasil somente poderão ser reproduzidos, parcial ou integralmente, mediante autorização da diretoria. Os artigos assinados não refletem necessariamente a opinião da Revista digital Oil & Gas Brasil. A revista é dirigida a empresários, executivos, engenheiros, geólogos, técnicos, pesquisadores, prestadores de serviços e compradores do mercado petrolífero brasileiro.

Editorial

Um novo tempo na indústria

O descomissionamento de ativos offshore, tema que começou a ser debatido na década passada, começa a ocupar a agenda da indústria de óleo e gás no Brasil, no qual temos um cenário de oportunidades.

Isso porque, além da exploração de novas fronteiras, a cadeia produtiva tem a chance de atuar no desmonte de plataformas, abandono e tamponamento de poços e remoção das estruturas submarinas de ativos que estão no final de sua vida útil, bem como na recuperação ambiental e gestão de resíduos.

Descomissionamento que nem sempre significa que um determinado campo vá deixar de produzir, uma vez que há plataformas que estão sendo substituídas por unidades mais modernas em projetos de revitalização de campos maduros – mais uma oportunidade para a indústria, como temos mostrado em matérias sobre o tema.

Com dezenas de unidades já inativas ou prestes a encerrar sua vida útil, o Brasil se depara com um grande desafio: desmontar, com segurança, transparência e responsabilidade ambiental, a infraestrutura que por décadas sustentou sua produção energética.

A indústria já começou a avançar nessa jornada, como mostra a reportagem de capa desta edição, revelando os desafios desse setor que vai movimentar mais de R\$ 70 bilhões até o fim da década.

Nessa mesma edição, o artigo assinado por Mauro Destri nos convida a refletir sobre um paradoxo: ao mesmo tempo em que o país avança sua agenda de descomissionamento — símbolo do fim de um ciclo —, celebra o sucesso de um novo leilão de blocos exploratórios.

Estaríamos, afinal, apostando no passado enquanto o mundo corre em direção a uma economia de baixo carbono? Talvez a resposta não esteja em extremos, mas no equilíbrio. O Brasil precisa encerrar seu ciclo de produção com responsabilidade e, ao mesmo tempo, preparar-se para o futuro.

Isso exige coragem para encarar seus passivos, inteligência para aproveitar oportunidades e, sobretudo, visão estratégica para não perder o bonde da transição energética global. Nesse sentido, a cadeia produtiva vem dando um passo importante, buscando estabelecer parcerias para desenvolver soluções que visem garantir mais segurança, eficiência operacional, maior produtividade, menos riscos sociais e ambientais etc.

É o que mostra o entrevistado da edição, Rodrigo Chamusca, gerente executivo de Negócios Digitais e Tecnologia da Ocyan, que em setembro do ano passado anunciou a criação do hub Nexio, em parceria com a EloGroup, reunindo até agora onze parceiras (8 brasileiras e três estrangeiras, dos Estados Unidos, Canadá e Noruega).

Criado com o objetivo de fornecer um portfólio de soluções tecnológicas integradas para a gestão de performance de ativos, inteligência operacional e eficiência energética, o hub vai contribuir para transformação digital da indústria rumo a um futuro mais sustentável. Esse é também nosso compromisso.

A editora boa leitura!



DOF Group terá mais dois navios operando no Brasil

A DOF Group ganhou outro conjunto de atribuições de longo prazo no Brasil para um de seus navios de apoio e manuseio de âncoras (AHTS) e um navio de apoio com veículo operado remotamente (ROV) (RSV), com a Petrobras.

O primeiro dos dois novos contratos plurianuais é para o AHTS Skandi Logger, que foi contratado para um período de quatro anos com a Petrobras.

Seguindo o mesmo processo competitivo de licitação do AHTS que resultou nos contratos para Skandi Iguaçu, Skandi Angra, Skandi Paraty e Skandi Urca. Com capacidade para 250 toneladas de tração, o navio construído em 2009 deverá iniciar

seu novo contrato com a gigante do país sul-americano em fevereiro de 2026.

A embarcação será rebatizada com bandeira brasileira.

O segundo contrato, que é produto de outro processo de licitação competitivo, é para o navio Skandi Achiever, contratado como RSV para um período de quatro anos com a Petrobras, prevendo a

utilização de dois veículos operados remotamente (WROVs) de classe de trabalho e um guindaste submarino. O novo acordo está previsto para começar em dezembro de 2025, em continuação direta do contrato atual do navio com outro cliente no Brasil.

Os dois últimos contratos da DOF, que somam um valor de mais de US\$ 275 milhões, ocorreram depois que a empresa conseguiu mais trabalho para outro AHTS no Canadá.

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

HEAVY DUTY CHALLENGES. FORGED SOLUTIONS.

MAIS INFORMAÇÕES



irizarforge.com

irizar@irizarforge.com
+34 943 88 09 36

Petrobras, Shell e Exxon estão entre as grandes empresas que garantem novas áreas offshore na mais recente rodada de petróleo e gás do Brasil

Nove empresas ganharam direitos de exploração para vários blocos offshore oferecidos no 5º Ciclo de Ofertas de Concessões Permanentes realizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) .



Foto: Divulgação

Em linha com o anunciado pela ANP em fevereiro , uma sessão pública para apresentação de ofertas como parte da última rodada de licitações do Brasil foi realizada em 17 de junho de 2025. No total, 34 blocos foram leiloados por nove empresas.

Além da bacia terrestre de Parecis, os blocos estão localizados nas bacias marítimas de Foz do Amazonas, Santos e Pelotas . Segundo a ANP, estão previstos investimentos de R\$ 1,4 bilhão, ou US\$ 0,25 bilhão, para a fase de exploração, a primeira fase dos contratos.

As empresas vencedoras são a gigante estatal brasileira Petrobras e as subsidiárias brasileiras ExxonMobil, Chevron,

CNPC, Petrogal, Dillianz, Karoon Energy, Shell e Equinor.

Com um prêmio de mais de 500%, o bônus de assinatura de 989,26 milhões de reais, ou cerca de US\$ 180 milhões, é considerado um recorde para todos os ciclos.

A Diretora-Geral interina da ANP, Patricia Baran , destacou o desempenho das bacias da Margem Equatorial entre os resultados. “Tivemos um ágio de quase 3.000% em áreas da Margem Equatorial e concorrência em 7 dos 19 blocos leiloados. Esta foi a primeira vez que áreas nesta região foram ofertadas na modalidade de oferta permanente.”

As empresas ou consórcios vencedores seguirão agora outras etapas definidas no cronograma, como a entrega de documentos e o pagamento do bônus de assinatura, para assinar os contratos. A assinatura está prevista para ocorrer até 28 de novembro de 2025.

Petrobras

A Petrobras adquiriu dez blocos na Bacia da Foz do Amazonas e três blocos na Bacia de Pelotas, abrangendo quase 9.600 quilômetros quadrados.

Os blocos da Foz do Amazonas abrangem FZA-M-1040, FZA-M-1042, FZA-M-188, FZA-M-190, FZA-M-403, FZA-M-477, FZA-M-547, FZA-M-549, FZA-M-619 e FZA-M-621 , em parceria com a ExxonMobil Exploração Brasil. Todos os dez blocos são uma parceria 50:50 com a ExxonMobil, sendo a Petrobras a operadora dos cinco primeiros e a Exxon, dos cinco últimos.

Os blocos PM-1670, PM-1672 e PM-1741, na Bacia de Pelotas, foram adquiridos em parceria com a Petrogal Brasil, subsidiária brasileira da portuguesa Galp . A empresa brasileira atuará como operadora em todos os blocos, com 70% de participação, enquanto a Petrogal deterá os 30% restantes.

A Galp descreve o trio como blocos de exploração em estágio inicial. O bônus de assinatura bruto agregado para os blocos foi de R\$ 11.460.000, ou aproximadamente € 1,8 milhão.

A Petrobras informou que o valor do bônus de assinatura a ser pago em outubro de 2025 é de cerca de R\$ 139 milhões, ou US\$ 25 milhões. Além do bônus de assinatura, outro critério considerado na decisão da outorga foi o programa exploratório mínimo (PEM) a ser aplicado a cada bloco, expresso em unidades de trabalho (UTs), que abrange a atividade a ser realizada durante a atividade exploratória.

“Conseguimos conquistar as áreas que eram nossas prioridades, oferecendo valores de bônus dentro das nossas premissas econômicas. Estamos satisfeitos com os resultados do leilão. Com esses resultados e a continuidade das nossas atividades exploratórias, inclusive na Margem Equatorial e na Bacia de Pelotas, seguimos otimistas quanto às nossas chances de repor as reservas de petróleo e garantir a segurança energética do Brasil”, disse Magda Chambriard , presidente da Petrobras .

A gigante brasileira afirmou que sua participação nesta rodada está em linha com sua estratégia de longo prazo, fortalecendo

seu perfil como principal operadora de campos de petróleo localizados em águas ultraprofundas, impulsionando a reposição de reservas para o futuro da empresa.

A Petrobras tem se mantido ocupada com outras atividades domésticas recentemente. A gigante do setor de energia colocou em operação a unidade flutuante de produção, armazenagem e transferência (FPSO) Alexandre de Gusmão, no campo de Mero , mais de dois meses antes do cronograma previsto em seu plano de negócios.

Também está em andamento a construção dos módulos topside de outra unidade FPSO que deverá operar no campo de Atapu , na Bacia de Santos.

Karoon Energy

A australiana Karoon conquistou seis blocos na Bacia de Santos. Dois deles, SM-974 e SM-1038 , estão localizados a aproximadamente 17 quilômetros do campo de Neon e contêm a descoberta de Piracucá . A empresa australiana está em busca de um parceiro antes de tomar uma decisão final de investimento (FID) para Neon.

Julian Fowles , CEO e Diretor Geral da Karoon, afirmou: “Os blocos recém-adquiridos fortalecem ainda mais a presença da Karoon na Bacia de Santos. Dois dos blocos, SM-974 e SM-1038, contêm a descoberta de Piracucá.

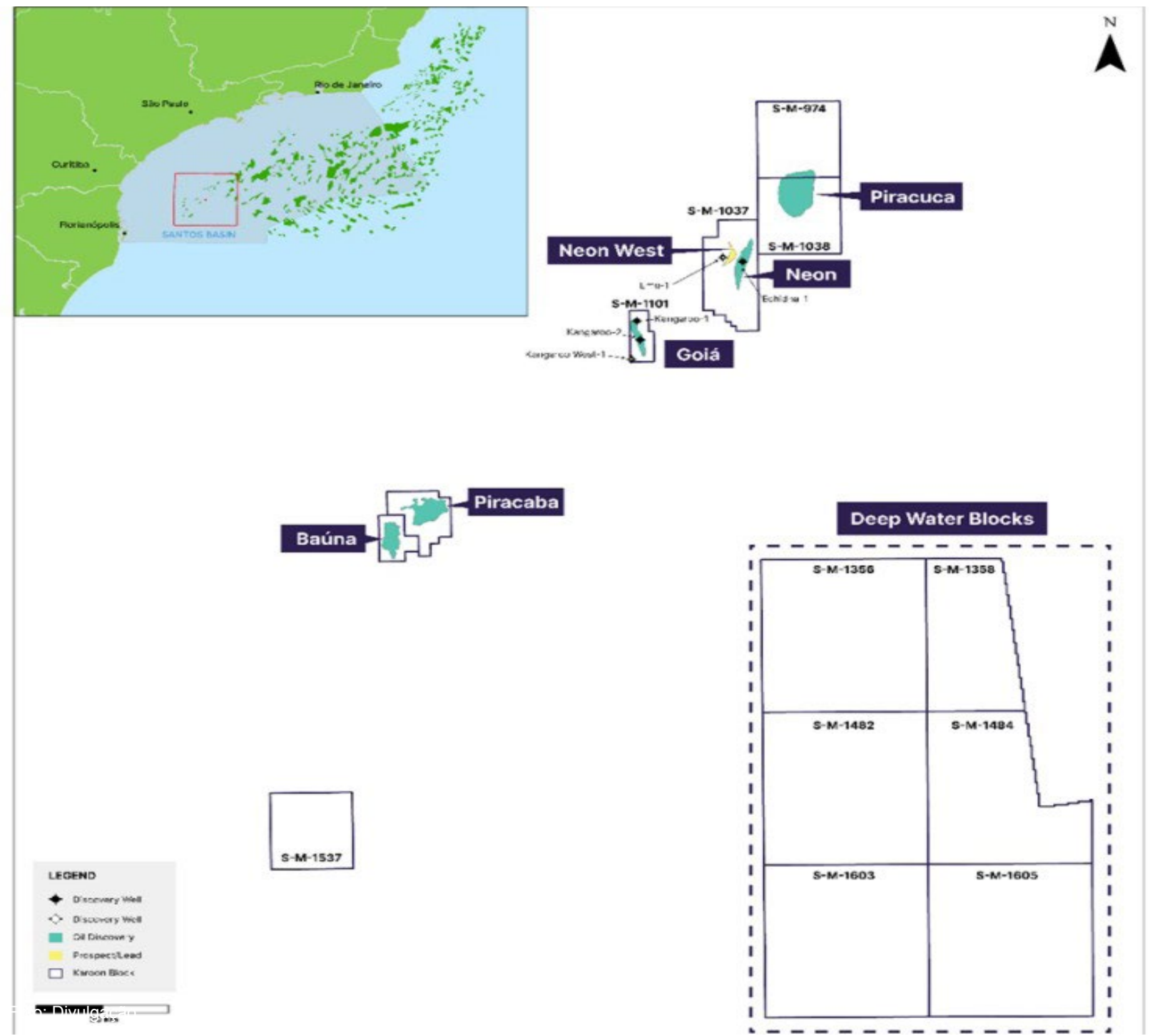
“Estudos técnicos iniciais sugerem que a descoberta de Piracucá pode ser uma candidata atraente para conexão com um potencial FPSO Neon, sujeito ao desenvolvimento proposto do Neon obter uma Decisão Final de Investimento, bem como as aprovações regulatórias necessárias.”

Além disso, a Karoon conquistou quatro blocos em águas profundas (SM-1484, SM-1605, SM-1358 e SM-1603), localizados próximos à sua área de exploração em águas profundas na Bacia de Santos.

Segundo o CEO da Karoon, a aquisição foi estratégica para consolidar a posição da empresa na área a um baixo custo de entrada.

Esses blocos de águas profundas estão situados a cerca de 80 quilômetros a sudeste do campo de Baúna . O FPSO que opera neste campo, Cidade de Itajaí , foi recentemente adquirido pela empresa australiana.

De acordo com a empresa australiana, a concessão formal dos blocos está prevista para ocorrer no quarto trimestre de 2025, sujeita ao cumprimento de certas condições de qualificação, ao pagamento de um bônus de lance de aproximadamente US\$ 14,8 milhões e à prestação de uma garantia financeira de aproximadamente US\$ 6,1 milhões, o que equivale a 30% do programa mínimo de trabalho.



Concha

A subsidiária brasileira da Shell garantiu os direitos de exploração como operadora e detentora de 100% de participação em quatro blocos na Bacia de Santos, localizados a aproximadamente 250 quilômetros da costa: SM-1819, SM-1914, SM-1821 e SM-1912 .

Os novos blocos cobrem uma área de aproximadamente 2.731,26 quilômetros quadrados, e o bônus de assinatura foi de R\$ 21.321.000, ou cerca de US\$ 3,8 milhões. A empresa planeja iniciar a avaliação dos blocos por meio de análises sísmicas e outros estudos para verificar o potencial de perfuração após a assinatura dos contratos.

“As novas aquisições estão em linha com nossa estratégia de fortalecer ainda mais nosso portfólio de águas profundas no Brasil, que já é competitivo e de alta qualidade”, observou Cristiano Pinto da Costa , CEO da Shell Brasil. “O país continua sendo um mercado estratégico para a Shell, e temos orgulho de continuar contribuindo com nossa expertise técnica e excelência operacional.”

A Shell Brasil fechou recentemente um acordo com a TotalEnergies para trocar participações em dois ativos de petróleo e gás offshore no Brasil: o projeto de águas profundas Gato do Mato, recentemente sancionado, e o campo de petróleo de Lapa .

Equinor

A Equinor, da Noruega, conquistou o bloco SM-1617 com 100% de participação, com um bônus de assinatura total de cerca de R\$ 30,5 milhões (aproximadamente US\$ 5,5 milhões). O bloco está localizado a 60 quilômetros do bloco SM-1378, já de propriedade da Equinor.

A gigante norueguesa acredita que a vitória demonstra seu compromisso contínuo e ambição de crescimento no Brasil. Agora, ela trabalhará para conduzir as avaliações geológicas e geofísicas necessárias para futuras atividades de exploração.

Tecnologia AHRS da Exail será integrada a FPSOs da Petrobras em projeto offshore no Brasil



Foto: Divulgação

A Exail, líder global em tecnologias de navegação inercial, firmou um contrato com a empresa brasileira de serviços offshore Mitang para fornecer 30 sistemas de Referência de Atitude e Rumo (AHRS) Quadrans. Esses equipamentos serão instalados em unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência (FPSOs) operadas pela Petrobras na costa brasileira.

O Quadrans AHRS fornece medições em tempo real de inclinação, rotação e rumo, com uma precisão de rumo de 0,23° seclat RMS.

Esse nível de precisão é essencial para o monitoramento da estabilidade das plataformas e para garantir operações seguras e ininterruptas em ambientes offshore complexos, inclusive em regiões com cobertura GNSS limitada ou intermitente.

Com um design robusto e livre de manutenção, o sistema assegura desempenho confiável em ambientes marítimos severos, contribuindo para a continuidade operacional e a redução dos custos ao longo do ciclo de vida. Além disso, sua capacidade de inicialização rápida permite implantação ágil e recuperação imediata após quedas de energia ou interrupções, aumentando ainda mais a eficiência das operações offshore. Com suporte técnico local da Exail no Brasil, a solução atende aos rigorosos requisitos operacionais da Petrobras, garantindo integração fluida e suporte contínuo.

“Essa parceria com a Exail reforça nosso compromisso com a excelência operacional e a segurança no setor offshore brasileiro,” afirmou Diego Fernandes, CEO da Mitang. “Ao integrar a tecnologia Quadrans nos FPSOs da Petrobras, estamos aprimorando as capacidades de monitoramento em tempo real, essenciais para conduzir manobras complexas com mais confiança e precisão.”

“É uma honra contribuir com esse projeto tão relevante ao lado da Mitang e da Petrobras,” destacou Thiago Montanari, Diretor de Vendas da Exail. “Nosso sistema Quadrans AHRS representa o que há de mais avançado em inovação para navegação offshore, oferecendo desempenho confiável e livre de manutenção, alinhado aos mais altos padrões de segurança e eficiência operacional em ambientes marítimos desafiadores.”

Este novo contrato consolida ainda mais a posição da Exail como fornecedora de soluções avançadas de navegação inercial para o setor global de energia offshore. A iniciativa reafirma o compromisso da empresa em entregar tecnologias confiáveis e de alto desempenho que atendam às exigências rigorosas das operações em alto-mar em todo o mundo.

Sobre a Exail

A Exail é uma empresa industrial de alta tecnologia, referência global em robótica avançada, tecnologias marítimas, navegação, aeroespacial e fotônica. Com uma forte cultura empreendedora, a Exail oferece desempenho, confiabilidade e segurança incomparáveis a clientes civis e de defesa que operam em ambientes extremos. Do fundo do mar ao espaço sideral, a Exail amplia as capacidades de seus clientes por meio de uma linha completa de componentes, produtos e sistemas robustos, todos fabricados internamente.

Com uma equipe de 2.000 colaboradores ao redor do mundo, a empresa possui presença global e atua em mais de 80 países. A Exail foi formada em 2022 a partir da união dos grupos ECA e iXblue. É uma subsidiária da Exail Technologies, uma empresa familiar especializada em tecnologias de ponta.

Tecnologia de nuvem segura da Miros para uma nova era de monitoramento de derramamento de óleo no Brasil



Foto: Divulgação

A Miros, líder global em monitoramento ambiental, lançou, com sucesso, seu inovador sistema de monitoramento OSD, introduzindo uma nova dimensão de monitoramento de derramamento de óleo no Brasil. Em parceria com a Belga Marine, a Miros aprimorou seu sistema de Detecção de Derramamento de Óleo (OSDTM) para incluir recursos de monitoramento de ponta armazenados em nuvem, que agora se encontram em possibilidade de funcionamento em vários ativos de produção no offshore do Brasil.

Este marco foi alcançado através de uma transição perfeita do sistema Miros antigo para a sua versão atualizada, agora implantada em vários ativos de produção de uma grande empresa brasileira de energia.

Para além de cumprir as rigorosas diretrizes nacionais, as atualizações do sistema de Monitorização OSD também representam um salto transformador na detecção de derramamento de petróleo e na gestão ambiental.

Ao integrar a tecnologia comprovada da Miros com a partilha de dados cibernéticos seguros e em tempo real, agora armazenados em nuvem, garante-se uma colaboração e comunicação perfeitas entre operadores offshore, reguladores ambientais e partes interessadas em terra. Esta inovação melhora a conformidade ambiental e acelera os tempos de resposta a potenciais incidentes de derramamento de petróleo.

Marius Five Aarset, Diretor Executivo da Miros, afirmou: “Estamos entusiasmados por poder fornecer esta solução inovadora, que estabelece uma nova referência para o monitoramento ambiental digital com dados seguros e confiáveis. Esta conquista reflete a dedicação da nossa equipe de investigação e desenvolvimento (ICD) e do nosso parceiro Belga Marine. Apoiar os clientes no cumprimento de suas obrigações ambientais, protegendo o litoral do Brasil, é um privilégio.”

Ele acrescentou: “A nova solução de armazenamento em nuvem está alinhada com as rigorosas diretrizes nacionais, garantindo a integridade e a segurança dos alarmes e monitoramento de OSD.

Ao criar um caminho seguro de ponta a ponta para relatórios imparciais, o sistema oferece transparência e confiabilidade incomparáveis nas operações ambientais.”

Alexandre de Carvalho, Diretor de Business Development da Belga Marine, afirmou: “Esta conquista ressalta o poder da colaboração e

da inovação na abordagem de desafios ambientais críticos. Como uma empresa brasileira, temos a honra de modernizar as capacidades de OSD de nossos clientes, garantindo operações sustentáveis que protegem nosso litoral.”

A introdução do monitoramento OSD na nuvem marca um novo capítulo para o setor de energia offshore do Brasil. O feedback dos clientes já foi extremamente positivo.

A Miros está planejando oferecer mais melhorias e oportunidades para fortalecer sua posição como líder em monitoramento ambiental.

A comprovada plataforma IoT da Miros, Miros Cloud, que alimenta o novo sistema de monitorização OSD armazenado na nuvem, já demonstrou a sua eficácia nos setores de petróleo e gás, operações offshore e energia eólica offshore, dentre outros setores marítimos. Com mais de 250 sistemas OSD implantados em todo o mundo, a Miros continua a definir o padrão para soluções de monitorização ambiental fiáveis e avançadas.



Foto: Divulgação

Yinson Production obtém mais de US\$ 1 bilhão em bônus para FPSO no campo de petróleo da Petrobras

A Yinson Production da Malásia, uma subsidiária da empresa de infraestrutura e tecnologia de energia Yinson, sediada em Kuala Lumpur, está a apenas dez dias de garantir uma emissão de títulos de US\$ 1,17 bilhão para uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência (FPSO), que está implantada em um campo de petróleo na Bacia de Campos, no pré-sal.



Foto: Divulgação

A liquidação e o fechamento da emissão de títulos de quase US\$ 1,2 bilhão estão previstos para 7 de julho de 2025, para refinarar o FPSO Maria Quitéria , que está afretado à Petrobras para trabalhos no campo de Jubarte , onde opera desde outubro de 2024.

O FPSO, com 156 metros de altura e 333 metros de comprimento, pode produzir 100.000 barris de petróleo por dia e processar até 5 milhões de metros cúbicos de gás. O campo de Jubarte, descoberto em 2001, faz parte do projeto integrado Parque das Baleias , juntamente com os campos de Baleia Anã , Cachalote , Caxaréu , Pirambú e Mangangá .

A subsidiária da empresa malaia, Yinson Bergenia Production, é dona da unidade, que atualmente está em um contrato de fretamento com taxa fixa de 22,5 anos, avaliado em aproximadamente US\$ 5 bilhões. Citigroup e JP Morgan seriam os coordenadores globais, juntamente com HSBC, ING, Santander e Standard Chartered Bank como coordenadores conjuntos.

Espera-se que esse preço de até US\$ 1,2 bilhão em notas seniores garantidas tenha um vencimento final de 19,6 anos, semelhante às notas seniores garantidas sem direito de regresso 144A/Reg S de US\$ 1,04 milhão , emitidas pela Yinson Boronia Production, que detém e opera o FPSO Anna Nery para a Petrobras sob um contrato

de 25 anos na costa do Brasil.

O novo título demonstra o crescente apetite por tais soluções de refinanciamento logo após a Yinson Production concluir uma captação de capital de US\$ 1 bilhão com a opção de ampliar o valor para US\$ 1,5 bilhão por meio da emissão de ações preferenciais conversíveis resgatáveis (RCPS) adicionais de até US\$ 500 milhões dentro de 24 meses após o fechamento.

Com uma carteira de pedidos de US\$ 19 bilhões até 2048, a frota da empresa é composta por dez unidades flutuantes. A empresa malaia está trabalhando ativamente em projetos de FPSOs sustentáveis , com seu conceito de FPSO de Emissões Zero levando a corrida pela descarbonização a novos patamares.



Foto: Divulgação

Sétimo FPSO se prepara para integrar campo da Bacia de Santos

Uma cerimônia de partida foi realizada para marcar a saída de uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência (FPSO) do estaleiro da Seatrimum em Cingapura para um campo offshore no Brasil operado pela Petrobras.

Com base em uma publicação nas redes sociais da diretora de Operações (CEO) da Petrobras, Magda Chambriard, a unidade partiu para o campo de Búzios em 30 de junho de 2025. Com capacidade de 225.000 barris de óleo por dia (bopd), o FPSO P-78 já estará equipado, o que, segundo a CEO, economiza um mês de pré-operação. Ao revelar que as diretoras Renata Baruzzi e Sylvia dos Anjos participaram da cerimônia, juntamente com a equipe de engenharia da Petrobras, Chambriard também afirmou que os topsides da unidade foram fabricados no Brasil.

Em fevereiro, a companhia colocou em operação o sexto FPSO em Búzios, chamado Almirante Tamandaré. As unidades restantes em operação no campo são a P-74, P-75, P-76, P-77 e Almirante Barroso. Quando o P-78 chegar ao campo e se tornar a sétima unidade, outras quatro deverão se juntar a ele, totalizando 11 plataformas sob o conceito de desenvolvimento atual.

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. Búzios é o segundo campo em volume de produção e reservas no Brasil, atrás do campo de Tupi.

O campo atingiu o recorde de 800 mil barris de petróleo produzidos diariamente em fevereiro. No início deste mês, a empresa anunciou o início da construção da plataforma de topo de outro FPSO, o P-84. A unidade de 225.000 boepd será instalada no campo de Atapu.



Foto: Divulgação

Fugro e Petrobras expandem sua parceria de décadas

A Petrobras e a Fugro expandiram sua parceria de décadas com quatro contratos plurianuais que juntos têm um valor aproximado de US\$ 340 milhões.



Foto: Divulgação

Após um processo de licitação, a Fugro recebeu quatro contratos plurianuais de tarifa diária para inspeção e monitoramento de infraestrutura submarina crítica no Brasil, cada um atribuído a uma embarcação dedicada, duas

operadas pela Fugro e duas por empresas parceiras, equipadas com veículos operados remotamente (ROVs) da empresa. Uma vez assinados, os contratos começarão no quarto trimestre de 2025 e terão duração de quatro anos, com possíveis extensões de um ano.

Três dos quatro contratos, incluindo o concedido à Fugro Aquarius, substituirão contratos existentes que expiram no final deste ano, com termos e condições aprimorados, enquanto o quarto contrato é novo.

De acordo com a Fugro, os contratos representarão uma expansão de suas capacidades pioneiras de operações remotas, incluindo a pilotagem remota de ROVs, uma técnica implantada pela primeira vez no Brasil a partir do Fugro Aquarius em 2023, em colaboração com a Petrobras.

“Esses novos contratos com a Petrobras demonstram o profundo valor da nossa parceria de longa data no setor de energia offshore do Brasil.

Sermos selecionados para este trabalho crucial, que se estenderá por uma década, alimenta nossa busca contínua por inovação e nosso compromisso inabalável com a excelência, enquanto trabalhamos em colaboração para garantir um futuro energético responsável e resiliente na região”, disse Céline Gerson, Diretora do Grupo Fugro nas Américas e Presidente da Fugro EUA.

O projeto foi amplamente incluído no backlog de 12 meses da Fugro em março de 2025.

Vale lembrar que a Fugro foi recentemente nomeada para fornecer pesquisas geofísicas e ambientais em águas profundas para o projeto de petróleo Bay du Nord da Equinor, avaliado em US\$ 12 bilhões, na costa leste do Canadá, e um programa abrangente de caracterização de locais em Chipre para um projeto de gás em águas profundas operado pela Eni.

Brasil na Contracorrente

O paradoxo entre o sucesso do leilão da ANP e a transição energética global

por Mauro Destri



Foto: Divulgação

Em um cenário global cada vez mais comprometido com a redução de emissões de carbono e a transição para fontes renováveis de energia, o Brasil parece nadar contra a maré.

O recente leilão de blocos exploratórios promovido pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) registrou números expressivos, evidenciando um interesse ainda robusto pelo setor de hidrocarbonetos no país. Este fenômeno levanta questões fundamentais sobre o posicionamento estratégico do Brasil no contexto da transição energética mundial e os desafios de equilibrar desenvolvimento econômico com compromissos ambientais.

O sucesso inesperado do leilão

O último certame da ANP surpreendeu analistas do setor ao arrecadar cifras significativamente superiores às expectativas iniciais. Com a participação de majors internacionais e empresas nacionais, o leilão demonstrou que, apesar das pressões globais por descarbonização, o Brasil continua sendo um destino atrativo para investimentos em exploração e produção de petróleo e gás.

A oferta de blocos em bacias sedimentares promissoras, especialmente nas áreas do pré-sal, foi recebida com entusiasmo pelos investidores. O ágio médio superou 200% em algumas áreas, indicando confiança no potencial geológico brasileiro e na estabilidade regulatória do setor. Este resultado contrasta fortemente com a tendência observada em outros países, onde leilões similares têm enfrentado dificuldades para atrair investidores.

"O sucesso do leilão reflete não apenas a qualidade dos ativos oferecidos, mas também a percepção de que o Brasil oferece um ambiente de negócios previsível para o setor de óleo e gás", avalia Décio Oddone, ex-diretor-geral da ANP.

A contracorrente global

Enquanto o Brasil celebra o êxito de seu leilão, o mundo caminha em direção oposta. Países desenvolvidos e em desenvolvimento têm anunciado metas ambiciosas de redução de emissões e planos para diminuir drasticamente o consumo de combustíveis fósseis nas próximas décadas.

A União Europeia, por exemplo, através do "European Green Deal", comprometeu-se a reduzir as emissões de gases de efeito estufa em pelo menos 55% até 2030, comparado aos níveis de 1990. Nos Estados Unidos, a administração Biden reintegrou o país ao Acordo de Paris e estabeleceu a meta de alcançar 100% de eletricidade livre de carbono até 2035.

Mesmo países tradicionalmente dependentes de petróleo estão diversificando suas matrizes energéticas. A Arábia Saudita, através da iniciativa "Vision 2030", busca reduzir sua dependência do petróleo, enquanto a Noruega tem direcionado os recursos de seu fundo soberano para investimentos em energias renováveis.

O paradoxo brasileiro

O aparente descompasso entre a estratégia brasileira e a tendência global levanta questionamentos sobre a sustentabilidade de longo prazo dos investimentos em exploração e produção de petróleo no país. Estaria o Brasil apostando em um modelo econômico fadado à obsolescência?

Para especialistas como José Goldemberg, físico e ex-ministro da Educação, a resposta não é simples: "O Brasil enfrenta um dilema legítimo. Por um lado, possui recursos petrolíferos significativos que podem gerar riqueza e desenvolvimento.

Por outro, precisa considerar os compromissos climáticos e a inevitável transição energética global."

Este paradoxo se torna ainda mais complexo quando consideramos que o Brasil é, simultaneamente, um dos países com maior potencial para energias renováveis no mundo. Com uma matriz energética já relativamente limpa, graças à hidroeletricidade, e com condições excepcionais para geração solar e eólica, o país poderia liderar a transição energética global, em vez de apostar na expansão da produção de combustíveis fósseis.

A janela de oportunidade

Defensores da estratégia atual argumentam que o Brasil está, na verdade, aproveitando uma janela de oportunidade. Segundo esta visão, mesmo em cenários de transição energética acelerada, o mundo continuará consumindo petróleo e gás por décadas, ainda que em volumes decrescentes.

"O petróleo não vai desaparecer da noite para o dia. Haverá uma demanda significativa por pelo menos mais 30 anos, mesmo nos cenários mais ambiciosos de descarbonização", afirma Magda Chambriard, presidente da Petrobras.

Neste contexto, o Brasil estaria posicionando-se para ser um dos últimos produtores relevantes, beneficiando-se de custos competitivos e baixa intensidade de carbono na produção, especialmente nas áreas do pré-sal.

Além disso, os recursos gerados pela exploração de petróleo e gás poderiam financiar a própria transição energética do país, desde que adequadamente direcionados para pesquisa, desenvolvimento e implementação de tecnologias limpas. Riscos e incertezas.

Apesar dos argumentos favoráveis, a estratégia brasileira não está isenta de riscos. O principal deles é o chamado "risco

de ativos encalhados" (stranded assets), ou seja, a possibilidade de que investimentos bilionários em infraestrutura de exploração e produção se tornem economicamente inviáveis antes do fim de sua vida útil, devido à aceleração da transição energética global.

Outro fator de incerteza é a crescente pressão de investidores e consumidores por produtos e serviços com menor pegada de carbono. Grandes fundos de investimento têm reduzido sua exposição a combustíveis fósseis, enquanto empresas de diversos setores estabelecem metas de neutralidade de carbono, reduzindo a demanda por petróleo e derivados.

"O risco não é apenas regulatório ou tecnológico, mas também reputacional e financeiro", alerta Carlos Nobre, cientista climático e membro da Academia Brasileira de Ciências. "Empresas e países que não se adaptarem à nova realidade climática enfrentarão crescentes dificuldades para acessar capital e mercados."

O caminho do meio: uma estratégia híbrida

Diante deste cenário complexo, uma abordagem equilibrada parece ser o caminho mais prudente para o Brasil. Isto implica em aproveitar o potencial petrolífero do país de forma estratégica, priorizando projetos de menor intensidade de carbono e maior retorno econômico, enquanto simultaneamente acelera-se a transição para uma economia de baixo carbono.

Esta estratégia híbrida poderia incluir:

- Monetização seletiva de recursos: Focar em áreas de maior produtividade e menor custo, como o pré-sal, abandonando gradualmente projetos marginais ou de alto impacto ambiental.
- Integração com renováveis: Utilizar a infraestrutura e conhecimento do setor de óleo e gás para desenvolver energias renováveis, como já fazem algumas petroleiras que investem em eólica offshore.
- Desenvolvimento de combustíveis de transição: Aproveitar o gás natural como "ponte" para uma economia de baixo carbono, substituindo fontes mais poluentes como carvão e diesel.

- Fundo soberano para a transição: Destinar parte significativa dos royalties e participações especiais para um fundo dedicado a financiar pesquisa, desenvolvimento e implementação de tecnologias limpas.

- Captura e armazenamento de carbono: Investir em tecnologias que permitam reduzir as emissões associadas à produção e uso de combustíveis fósseis.

Navegando em águas turbulentas

O sucesso do recente leilão da ANP, em contraste com a tendência global de redução do uso de combustíveis fósseis, coloca o Brasil em uma posição paradoxal. Por um lado, o país possui recursos significativos que podem gerar riqueza e desenvolvimento no curto e médio prazo.

Por outro, precisa preparar-se para um futuro inevitavelmente menos dependente de hidrocarbonetos.

A chave para navegar neste cenário desafiador está na capacidade de adotar uma visão estratégica de longo prazo, que reconheça tanto as oportunidades imediatas quanto os riscos futuros. Isto exige planejamento cuidadoso, políticas públicas consistentes e um diálogo franco entre governo, indústria, academia e sociedade civil.

O Brasil tem condições excepcionais para liderar a transição energética global, combinando sua experiência no setor de petróleo e gás com seu enorme potencial em energias renováveis. O desafio é transformar o aparente paradoxo em uma vantagem competitiva, posicionando o país como protagonista, e não como retardatário, na nova economia de baixo carbono que se desenha no horizonte.

Mauro Destri é especialista no setor de O&G e Energia, chair do Comitê Técnico de Descomissionamento da SPE Brazil Section, autor do livro "Os 5D's do Descomissionamento"

Ambipar inicia testes com Be8 BeVant® para descarbonizar operações marítimas e logísticas

Combustível 100% nacional é testado em embarcação na base portuária da empresa em São Francisco do Sul (SC) como alternativa limpa ao diesel fóssil.



A Ambipar deu início aos testes operacionais com o novo biocombustível Be8 BeVant® como parte de sua estratégia para acelerar a descarbonização em suas operações no Brasil. O combustível será utilizado inicialmente em uma embarcação na base portuária da empresa em São Francisco do Sul (SC) e, posteriormente, em caminhões e equipamentos pesados de logística ambiental, ampliando o escopo de atuação da solução.

A ação faz parte da parceria firmada com a Be8 nesse ano, visto que ambas as empresas compartilham o objetivo de fomentar tecnologias brasileiras que contribuam para a mitigação das mudanças climáticas. O Be8 BeVant® é um biocombustível bidestilado, de alto conteúdo renovável e com elevada pureza, livre de contaminantes e com baixo teor de

enxofre (ULSD), oferecendo excelente desempenho de combustão e sem necessidade de adaptação em motores ciclo diesel, podendo substituir em 100% o diesel fóssil.

“No curto prazo, buscamos reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) e de poluentes locais, além de potencialmente contribuir para o reaproveitamento de resíduos como matéria-prima, um exemplo claro de economia circular aplicada à logística ambiental. O Be8 BeVant® tem potencial de reduzir até 99% das emissões do tanque à roda quando comparado ao diesel de origem fóssil. Já no médio e longo prazo, essa parceria está conectada a um propósito maior: contribuir para a transição e segurança energética brasileira, fortalecendo a posição do país como provedor de soluções limpas, eficientes e economicamente viáveis”, explica Rafael Tello, presidente Global de Sustentabilidade e da operação Oriente Médio da Ambipar.

Segundo o executivo, o uso de combustíveis renováveis em operações marítimas é uma medida urgente e estratégica diante do cenário climático global. “Estamos tratando de um setor intensivo em emissões. O que estamos testando agora é o início de uma transformação profunda que tem potencial de ser escalonada para toda a nossa frota e inspirar outros players do mercado. Com essa iniciativa, damos um passo concreto rumo às nossas metas NetZero validadas pela SBTi, mas também mostramos que descarbonizar não é uma ideia distante, mas sim uma ação que começa agora, com inovação nacional e compromisso com o futuro”, reforça Tello.

A escolha de São Francisco do Sul para o início dos testes considera o volume expressivo de emissões geradas pelo setor aquaviário. Em 2023, segundo a ANTAQ, o transporte marítimo e pesqueiro no Brasil emitiu cerca de 2,76 milhões de toneladas de

CO2 equivalente, com consumo de mais de 309 milhões de litros de diesel marítimo. A Ambipar atua de forma significativa na região, e a operação envolve uma embarcação utilizada em atendimentos portuários, que rodará exclusivamente com Be8 BeVant® durante os 90 dias de testes.

A avaliação será feita com base no consumo de combustível, autonomia (litros/hora) e cálculo de emissões com base na metodologia do GHG Protocol. Além das operações marítimas, a Ambipar iniciará uma frente de testes com 10 caminhões de grande porte e equipamentos como escavadeiras, geradores e minicarregadeiras em operações de gestão ambiental. O objetivo é avaliar a viabilidade técnica, financeira e operacional do biocombustível em diferentes cenários logísticos. A expectativa é de que, superada a fase de testes, o uso possa ser ampliado gradualmente para outras frotas e unidades da companhia.

“Para nós é muito importante essa parceria com a Ambipar porque reforça o potencial de uso flexível do Be8 BeVant® em diferentes modais. Temos convicção de que os biocombustíveis ocuparão papel central na transformação do setor de transportes no Brasil no curto prazo proporcionando descarbonização imediata. Eles não apenas reduzem emissões, mas também impulsionam a agricultura sustentável, geram empregos e promovem a inclusão social nas cadeias produtivas impulsionando a economia verde”, diz Erasmo Carlos Battistella, Presidente da Be8.

A Ambipar segue avançando com seu plano de descarbonização, ancorado em soluções tecnológicas, inovação em sustentabilidade e ações práticas alinhadas às metas ambientais globais.

Wilson Sons inicia operação com energia 100% renovável na Base Rio de Apoio Offshore, com expectativa de evitar a emissão de 22 toneladas de CO2 equivalente - tCO2e por ano

Com cinco berços de atracação no Caju, companhia assegura o uso de energia renovável por meio de certificados I-REC, beneficiando clientes e reforçando compromisso ambiental.



Reconhecida pela sua ampla experiência de mais de 187 anos, a Wilson Sons passou a operar, no último mês, com energia 100% renovável proveniente, principalmente, da geração eólica e solar, em sua Base Rio de Apoio Offshore, localizada na Baía de Guanabara. A unidade, que presta suporte logístico a empresas do setor de energia offshore atuantes nas Bacias de Campos e Santos, passou a consumir energia elétrica proveniente de fontes renováveis.

A expectativa é de que essa transição nos permita reduzir cerca de 22,7 (tCO2e) ao ano, referentes às emissões indiretas de Escopo 2 associadas ao consumo de eletricidade, tanto para uso próprio quanto para o fornecimento de energia aos clientes atendidos na base.

Como parte do processo, a Base Rio receberá, ao final do ano, os certificados I-REC (International Renewable Energy

Certificate), atestando que a eletricidade consumida está vinculada à geração por fontes renováveis. O uso de I-RECs é reconhecido internacionalmente para a contabilização de emissões de Escopo 2 e reforça o compromisso da companhia com a redução das emissões de gases de efeito estufa e os impactos ambientais.

Atualmente, a eletricidade é utilizada, por exemplo, na iluminação de pátios, escritórios, oficinas mecânicas e áreas de armazenamento de cargas. Clientes, cujas embarcações atracam na Base Rio, também são beneficiados, uma vez que a estrutura já opera com energia proveniente de fontes renováveis, como o fornecimento de energia de terra para as embarcações, substituindo o uso de diesel por uma alternativa mais limpa, contribuindo diretamente para a redução das emissões e a descarbonização das operações.

Pioneira no segmento de base de apoio offshore, a Wilson Sons possui dois terminais privados na Baía da Guanabara – Rio e Niterói – totalizando oito berços de atracação. A empresa possui também expertise em operações remotas, tendo montado bases temporárias em diversos portos da costa brasileira.

“A conquista da certificação I-REC no Rio é um reflexo claro do nosso compromisso com a sustentabilidade e com o futuro da energia no setor marítimo e portuário. Estamos orgulhosos de dar este passo pioneiro, que não só reduz as emissões da nossa operação, como também gera valor direto para nossos clientes e para o meio ambiente. Seguimos firmes na nossa jornada de descarbonização, com o olhar voltado para soluções inovadoras e

responsáveis em toda a nossa cadeia de atuação.” destaca Mariana Jannuzzi, diretora-executiva das Bases de Apoio Offshore da Wilson Sons.

Suporte a campanhas de perfuração

Localizada no bairro do Caju, na zona portuária do Rio de Janeiro, a Base Rio possui cinco berços de atracação, mais de 65 mil metros quadrados e tem localização geográfica estratégica para dar suporte aos campos no polígono do pré-sal. Entre os serviços prestados aos clientes, estão movimentação de cargas, armazenagem de materiais e equipamentos (contando com alta tecnologia para gestão e controle de inventário e fluxo de cargas, por meio de softwares customizados), serviços ambientais, planta de fluidos e granéis para dar suporte às campanhas de perfuração e facilities.

As unidades de apoio offshore da Wilson Sons são os únicos terminais privados, na Baía de Guanabara, com o diferencial de oferecer atracções nas duas bases localizadas, estrategicamente, no Rio e em Niterói. A divisão possui ainda o Parque de Tubos Guaxindiba, localizado a 20 quilômetros da Base Niterói, que faz o armazenamento de tubos de perfuração e outros equipamentos em uma área de 63 mil metros quadrados.

Com investimentos em tecnologia e inovação, o parque realiza serviços como inspeção e hidrojateamento de tubos, possuindo todas as licenças necessárias das autoridades brasileiras, e conta com equipes qualificadas.

Descomissionamento

Desafios e oportunidades no final do ciclo de vida de um ativo

por Júlia Vaz e Fabiano Reis

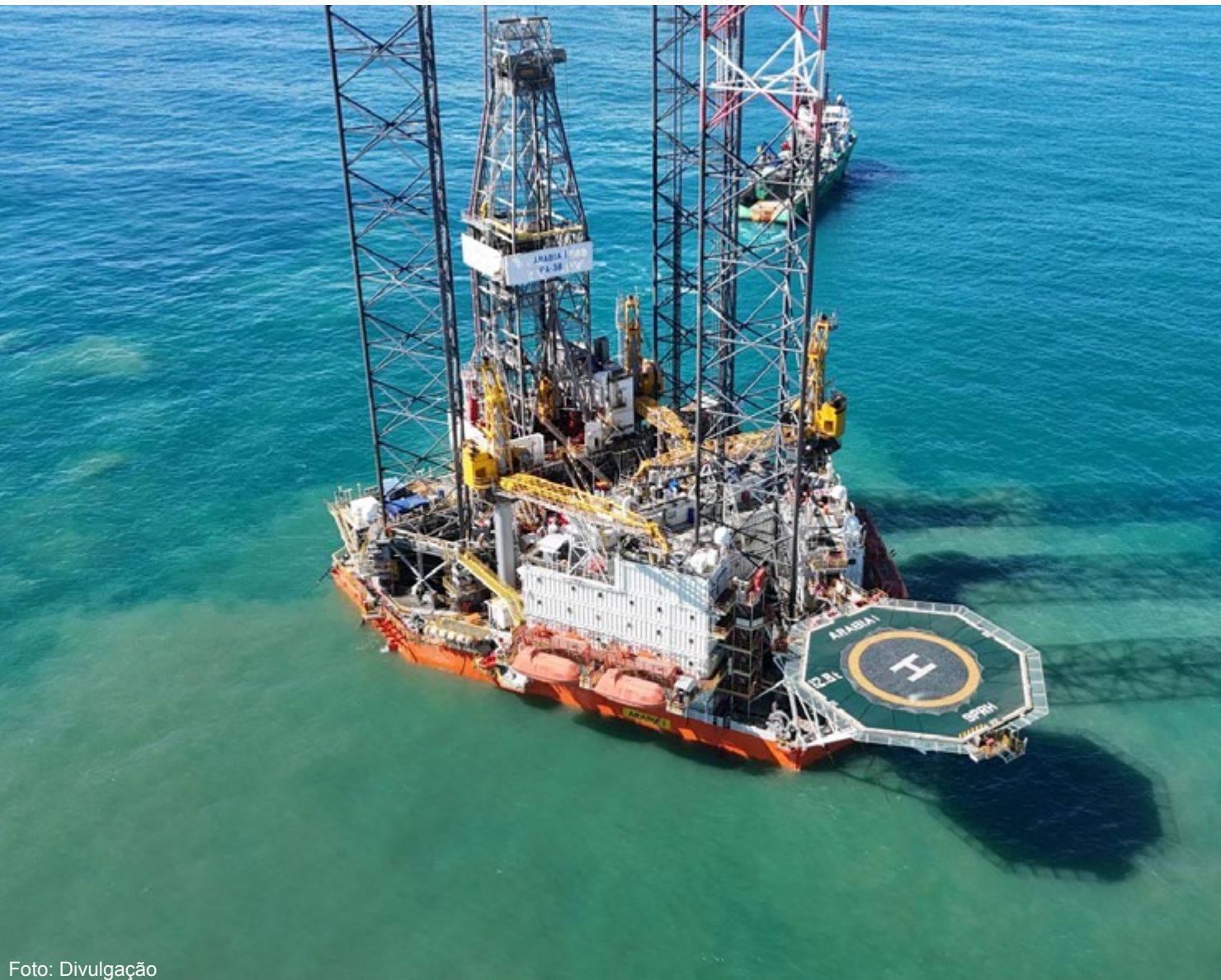


Foto: Divulgação

O fim da vida útil de um ativo offshore em um país como o Brasil, que desde 1968 produz hidrocarbonetos no ambiente marítimo, vem se constituindo em mais um desafio para a indústria de óleo e gás do país, que apenas na década de 2010 passou a incluir o descomissionamento em suas discussões nos eventos técnicos do setor.

Foi somente no princípio dos anos 2020, em meio à pandemia de Covid-19, que o tema entrou de fato na pauta da indústria, quando a Petrobras começou a descomissionar as plataformas mais antigas, promovendo uma licitação de três unidades que operaram na bacia de Campos – a P-15, do tipo

FPSO (unidade de produção, armazenamento e transferência de petróleo e gás), que produzia nos campos de Piraúna/Marimba, e as semissubmersíveis P-7 (Bicudo e Enchova Oeste) e P-12 (Badejo, Linguado e Trilha),todas em águas rasas.

FPSO CAPIXABA	Descomissionada	JUBARTE	PETROBRAS
FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO	Descomissionada	ESPADARTE	PETROBRAS
FPSO FLUMINENSE	Descomissionada	BIJUPIRÁ	SHELL
PETROBRAS 07	Descomissionada	BICUDO	PETROBRAS
PETROBRAS 12	Descomissionada	LINGUADO	PETROBRAS
PETROBRAS 15	Descomissionada	PIRAÚNA	PETROBRAS
PETROBRAS 32	Descomissionada	MARLIM	PETROBRAS
PETROBRAS 33	Descomissionada	MARLIM	PETROBRAS
PLATAFORMA DE PIRANEMA	Descomissionada	PIRANEMA	PETROBRAS

Desde então, segundo dados da ANP, já foram descomissionadas oito unidades da Petrobras (sete oriundas da bacia de Campos e uma da bacia de Sergipe) e uma da Shell, o FPSO Fluminense, que operava no campo de Bijupirá, que em 2024 seguiu para a Dinamarca, para ser reciclado.



Foto: Divulgação

A Petrobras tem outras 12 unidades em descomissionamento, incluindo as unidades que operavam no complexo de Marlim, hoje parte do programa de revitalização de campos maduros, considerado o maior já implementado no mundo em águas profundas.

A Brava Energia, criada a partir da fusão da 3R Petroleum e a Enauta, tem três unidades em descomissionamento: as duas plataformas que operaram no campo de Macau, na bacia Potiguar, e o Petrojarl1, que fez parte do Sistema de Produção Antecipada (SPA) do campo de Atlanta, na bacia de Campos.

FPSO CIDADE DE NITEROI	Em Descomissionamento	MARLIM LESTE	PETROBRAS
PETROBRAS 18	Em Descomissionamento	MARLIM	PETROBRAS
PETROBRAS 19	Em Descomissionamento	MARLIM	PETROBRAS
PETROBRAS 20	Em Descomissionamento	MARLIM	PETROBRAS
PETROBRAS 26	Em Descomissionamento	MARLIM	PETROBRAS
PETROBRAS 35	Em Descomissionamento	MARLIM	PETROBRAS
PETROBRAS 37	Em Descomissionamento	MARLIM	PETROBRAS
PLATAFORMA 3R-4	Em Descomissionamento	MACAU	3R PETROLEUM
PLATAFORMA 3R-5	Em Descomissionamento	MACAU	3R PETROLEUM
PLATAFORMA BIQUARA 1	Em Descomissionamento	BIQUARA	PETROBRAS
PLATAFORMA DE CAIOBA 1	Em Descomissionamento	CAIOBA	PETROBRAS
PLATAFORMA DE CAIOBA 2	Em Descomissionamento	CAIOBA	PETROBRAS
PLATAFORMA DE CAIOBA 3	Em Descomissionamento	CAIOBA	PETROBRAS
PLATAFORMA DE CAIOBA 4	Em Descomissionamento	CAIOBA	PETROBRAS

Também está nesse compasso de espera a plataforma de Merluza (PMLZ-1), na bacia de Santos, campo descoberta em 1979 pela Pecten, subsidiária da Shell, durante o período dos contratos de risco no Brasil, mas que somente iniciou operação em 1992, sob comando da Petrobras. A plataforma teve sua produção interrompida em março de 2020 devido à redução na demanda. A hibernação não impacta o processo de desinvestimento do Polo Merluza e o fornecimento de gás natural para a Baixada Santista.

Também está sendo descomissionada o FPSO Polvo, da BW Offshore, que estava a serviço da PRIO no campo de Polvo, na bacia de Campos, que continua a produzir por meio de uma interligação (tieback) com o campo de Tubarão Martelo. Portanto, nenhum poço foi abandonado ao decorrer da operação de desativação desta unidade.

A maior parte das unidades estacionárias de produção (UEPs) que estão em processo de descomissionamento, a maioria operadas pela Petrobras, são da bacia de Campos, que foi por décadas a maior produtora do país, e de Sergipe, onde começou a produção offshore.

Nessa bacia do Nordeste brasileiro, a maior parte das unidades produziam em águas rasas e estão fora de operação permanentemente enquanto aguardavam o início desse processo, que começou este ano: são 11 do campo de Camorim e 7 no de Guaricema (o primeiro campo de petróleo descoberto em águas marinhas brasileiras, em 1968).

PLATAFORMA DE GUARICEMA 1	Fora de Operação Permanentemente - Aguarda Descomissionamento	GUARICEMA	PETROBRAS
PLATAFORMA DE GUARICEMA 2	Fora de Operação Permanentemente - Aguarda Descomissionamento	GUARICEMA	PETROBRAS
PLATAFORMA DE GUARICEMA 3	Fora de Operação Permanentemente - Aguarda Descomissionamento	GUARICEMA	PETROBRAS
PLATAFORMA DE GUARICEMA 4	Fora de Operação Permanentemente - Aguarda Descomissionamento	GUARICEMA	PETROBRAS
PLATAFORMA DE GUARICEMA 5	Fora de Operação Permanentemente - Aguarda Descomissionamento	GUARICEMA	PETROBRAS
PLATAFORMA DE GUARICEMA 7	Fora de Operação Permanentemente - Aguarda Descomissionamento	GUARICEMA	PETROBRAS
PLATAFORMA DE GUARICEMA 8	Fora de Operação Permanentemente - Aguarda Descomissionamento	GUARICEMA	PETROBRAS
PLATAFORMA DE CAMORIM 11	Fora de Operação Temporariamente - Hibernação	CAMORIM	PETROBRAS
PLATAFORMA DE MERLUZA	Fora de Operação Temporariamente -	MERLUZA	PETROBRAS

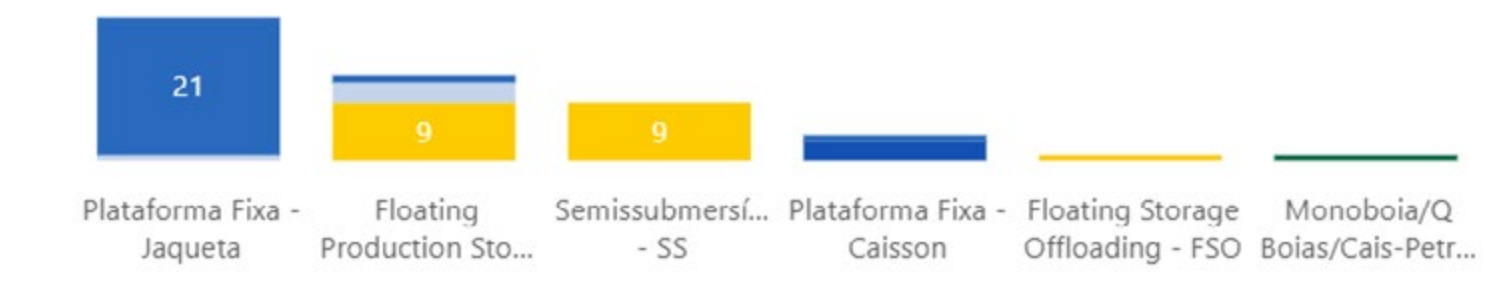
PETROBRAS 09	Fora de Operação Permanentemente - Aguarda Descomissionamento	CORVINA	PETROBRAS
PLATAFORMA DE CAMORIM 1	Fora de Operação Permanentemente - Aguarda Descomissionamento	CAMORIM	PETROBRAS
PLATAFORMA DE CAMORIM 10	Fora de Operação Permanentemente - Aguarda Descomissionamento	CAMORIM	PETROBRAS
PLATAFORMA DE CAMORIM 2	Fora de Operação Permanentemente - Aguarda Descomissionamento	CAMORIM	PETROBRAS
PLATAFORMA DE CAMORIM 3	Fora de Operação Permanentemente - Aguarda Descomissionamento	CAMORIM	PETROBRAS
PLATAFORMA DE CAMORIM 4	Fora de Operação Permanentemente - Aguarda Descomissionamento	CAMORIM	PETROBRAS
PLATAFORMA DE CAMORIM 5	Fora de Operação Permanentemente - Aguarda Descomissionamento	CAMORIM	PETROBRAS
PLATAFORMA DE CAMORIM 6	Fora de Operação Permanentemente - Aguarda Descomissionamento	CAMORIM	PETROBRAS
PLATAFORMA DE CAMORIM 7	Fora de Operação Permanentemente - Aguarda Descomissionamento	CAMORIM	PETROBRAS
PLATAFORMA DE CAMORIM 8	Fora de Operação Permanentemente - Aguarda Descomissionamento	CAMORIM	PETROBRAS
PLATAFORMA DE CAMORIM 9	Fora de Operação Permanentemente - Aguarda Descomissionamento	CAMORIM	PETROBRAS

Cenário brasileiro

No jargão da indústria de óleo e gás, descomissionamento é processo que encerra a vida produtiva de um campo de petróleo. E vai desde o fechamento do poço (plug e abandono), com o maior nível de segurança possível, como também a remoção das estruturas submarinas e do topside (plataforma), descarte ou reaproveitamento/reciclagem dessas estruturas bem como remediação de potenciais impactos ambientais.

Um desafio que impacta tanto as grandes operadoras como a Petrobras, que tem inúmeros ativos nesse estágio, e petrolíferas como Shell, a mais antiga em operação no país desde a abertura do mercado, como as companhias independentes, que herdaram a responsabilidade pelo descomissionamento quando adquiriram campos maduros no processo de desinvestimento da Petrobras.

Segundo dados do painel dinâmico da ANP, dos 141 programas de descomissionamento de instalações (PDI) apresentados, sendo 72 no ambiente offshore, foram aprovados 101, dos quais 45 receberam a aprovação, sete já foram encerrados e 17 estão em avaliação. Esses processos abrangem um total de 55 UEPs, de diversos tipos: FPSO, FSO (apenas de armazenamento), semissubmersíveis, plataformas fixas etc.



Estão previstos pela ANP investimentos da ordem de R\$70,2 bilhões, dos quais a maior parte (R\$49 bilhões) no abandono permanente e arrasamento de poços. O segundo maior gasto é na remoção de linhas (R\$10 bilhões), seguido da desmobilização de UEPs. O ambiente offshore é que irá demandar o maior volume de recursos – R\$67,5 bilhões -, dos quais R\$48 bilhões serão gastos no descomissionamento de 782 poços no subsolo marinho (que representam cerca de 20% do total de poços a descomissionar no país – um total de 3773 unidades. É a razão pela qual a bacia de Campos deverá absorver a maior fatia, R\$47 bilhões, enquanto Sergipe demandará recursos da ordem de R\$9 bilhões. Oportunidades para a cadeia produtiva.



Petrobras assina contratos para a retomada da construção do Trem 2 da RNEST

O Trem 2 da Refinaria Abreu e Lima (RNEST) vai dobrar a capacidade de processamento, chegando a 260 mil barris por dia, a partir de 2029



Foto: Divulgação

No último dia (16/06), a Petrobras anunciou os primeiros contratos, resultados de licitações, para conclusão da construção do Trem 2 da Refinaria Abreu e Lima (RNEST) em Pernambuco. Com valor aproximado de R\$ 4,9 bilhões, os acordos contemplam a implantação da Unidade de Coqueamento Retardado (UCR), da Unidade de Hidrotratamento de Diesel S10 (UHDT-D), e da Unidade de Destilação Atmosférica (UDA), alinhando-se às diretrizes do Plano de Negócios 2025-2029. Os contratos foram assinados com a empresa Consag Engenharia S.A..

Segundo a presidente da Petrobras, Magda Chambriard, “a RNEST é estratégica para o Brasil, hub da Petrobras nas regiões Norte e Nordeste.

Os contratos para a retomada das obras do Trem 2 da refinaria revelam o compromisso da empresa com o desenvolvimento do país, representando a expansão da nossa capacidade de refino e viabilizando o aumento da produção de derivados para atender às demandas da sociedade e do mercado”.

A UCR terá potencial para processar até 75 mil barris/dia de carga, enquanto a UHDT-D poderá operar com até 82 mil barris/dia. Já a UDA contará com capacidade de 130 mil barris/dia. Os volumes reforçam a relevância da RNEST na ampliação da produção de derivados de maior valor agregado no parque de refino da Petrobras, promovendo ganhos em produtividade e contribuindo para o fornecimento de combustíveis com baixo teor de enxofre.

Investimentos para dobrar a capacidade de processamento
A RNEST iniciou suas operações em 2014 com o primeiro conjunto de unidades (Trem 1). É a mais moderna refinaria da Petrobras e contribui para atender à demanda nacional por derivados de petróleo. A unidade conta com avançadas tecnologias e tem o maior nível de automação do parque de refino da companhia.

Em março deste ano, foram concluídas as obras de modernização do Trem 1. Antes, em dezembro de 2024, a RNEST iniciou a operação da unidade SNOX, primeira do tipo no refino brasileiro, responsável por reduzir emissões de óxido de enxofre (SOx) e óxido de nitrogênio (NOx) e por produzir ácido sulfúrico, um novo produto comercializado pela refinaria, que, além de rentável, contribuiu com a preservação do meio ambiente.

No total, as obras do Trem 2 da RNEST têm potencial de gerar, aproximadamente, 30 mil empregos diretos e indiretos. A previsão é que as unidades entrem em operação em 2029, permitindo dobrar a capacidade instalada da refinaria, passando dos atuais 130 mil barris/dia para 260 mil barris/dia, tornando-se a segunda maior refinaria da Petrobras em capacidade de processamento de petróleo.



Foto: Divulgação

Transformação digital a bordo

Entrevista, Rodrigo Chamusca - Gerente executivo de Negócios Digitais e Tecnologia da Ocyan

por Julia Vaz e Fabiano Reis



Foto: Divulgação

Proporcionar soluções digitais de ponta para garantir uma operação mais segura e eficiente foi um dos principais objetivos da Ocyan, com forte atuação no mercado offshore, ao criar uma plataforma de produtos e serviços digitais, em parceria com a EloGroup, consultoria especializada em transformação digital.

Assim nasceu o hub Nexio, com o propósito de fornecer um portfólio de soluções tecnológicas integradas para a gestão de performance de ativos, inteligência operacional e eficiência energética.

Lançado no final de setembro de 2024, o hub reúne hoje onze empresas e startups parceiras: Cumulus (Estados Unidos), ConditionAll (Noruega),

Tube-Mac (Canadá), além das brasileiras Confirm8, Endserv, Protium Dynamics, Intelie, Vidya, Altave, IBBX e Dersalis.

“É um hub em crescimento, em formatação, no qual estamos testando alguns modelos de negócios. Mas posso antecipar que os objetivos iniciais estabelecidos já foram alcançados, em menos de um ano. Começados com oito parceiros e hoje temos 11”, comemora Rodrigo Chamusca, gerente executivo de Negócios Digitais e Tecnologia da Ocyan.

Oil&Gas Brasil: *Qual o balanço que vocês fazem do primeiro ano dessa plataforma tecnológica?*

Rodrigo Chamusca: *É bastante positivo. Estabelecemos um modelo de negócio bastante ágil que nos possibilitou alcançar todos os principais objetivos que estabelecemos para esse*

entrevista exclusiva (continuação)

primeiro momento: penetração no mercado, reconhecimento da marca e aumento do portfólio com novas parcerias. Começamos com oito startups e hoje temos 11. Enfim, conseguimos posicionar a Nexio no mercado de energia, oferecendo soluções digitais e tecnológicas, conquistando novos clientes.

Oil&Gas Brasil: **Como é esse processo de seleção de parcerias?**

Rodrigo Chamusca: Fazemos um business case, com apoio da Elo Group para selecionar novos parceiros, analisando cenários de mercado, fit tecnológico, números financeiros, o momento da startup, potencial de contribuição mútua –se Nexio tem como contribuir e agregar valor e se a startup se encaixa dentro do modelo de negócio do hub. E avaliamos se a solução dela, de alguma forma, não vai competir internamente com outra solução dos parceiros do hub. Se entendemos que vale seguir adiante, evoluímos para uma minuta de acordo, que vai evoluir para uma parceria.

Oil&Gas Brasil: **Vocês têm algum projeto de desenvolvimento de uma solução utilizando a cláusula de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)?**

Rodrigo Chamusca: A Ocyan não é uma operadora, portanto não tem a obrigação de investimento previsto na cláusula de PD&I da ANP, mas entramos como coexecutores de projeto. Atualmente temos dois projetos em andamento. Um deles é o projeto com a Protium Dynamics e Shell focado na adição de hidrogênio em motores de combustão interna de embarcações marítimas, como navio-sonda e navio-tanque. A proposta é desenvolver um sistema inteligente de produção do hidrogênio embarcado sob demanda, capaz de coletar e interpretar dados dos motores continuamente e calcular a quantidade de hidrogênio a ser produzida e injetada com segurança e eficiência.

A tecnologia em desenvolvimento permite a integração do hidrogênio com motores diesel existentes, dispensando modificações significativas na embarcação e auxiliando o setor nas metas de descarbonização.

Oil&Gas Brasil: **Qual o volume de investimentos até agora?**

Rodrigo Chamusca: A iniciativa está sendo desenvolvida em duas fases. Na primeira, foram investidos R\$ 17,7 milhões, e na segunda, mais R\$ 23,1 milhões foram destinados ao projeto. Até o segundo semestre de 2026, o projeto passará pelos níveis de maturidade tecnológica (TRL) 4 e 5, podendo atingir o grau de maturidade para a fase de teste operacional e, em caso de sucesso, posterior possibilidade de comercialização. A Shell receberá royalties por vendas futuras e facilidades para instalação na própria frota, em função do investimento feito através da cláusula de PD&I da ANP, enquanto a Ocyan e a Protium Dynamics detêm a propriedade intelectual da tecnologia desenvolvida. Esta segunda fase do projeto, que começou em agosto de 2024, terá duração de 27 meses. Então, como pode ver, faz parte do nosso plano utilizar os recursos de PD&I no desenvolvimento de soluções.

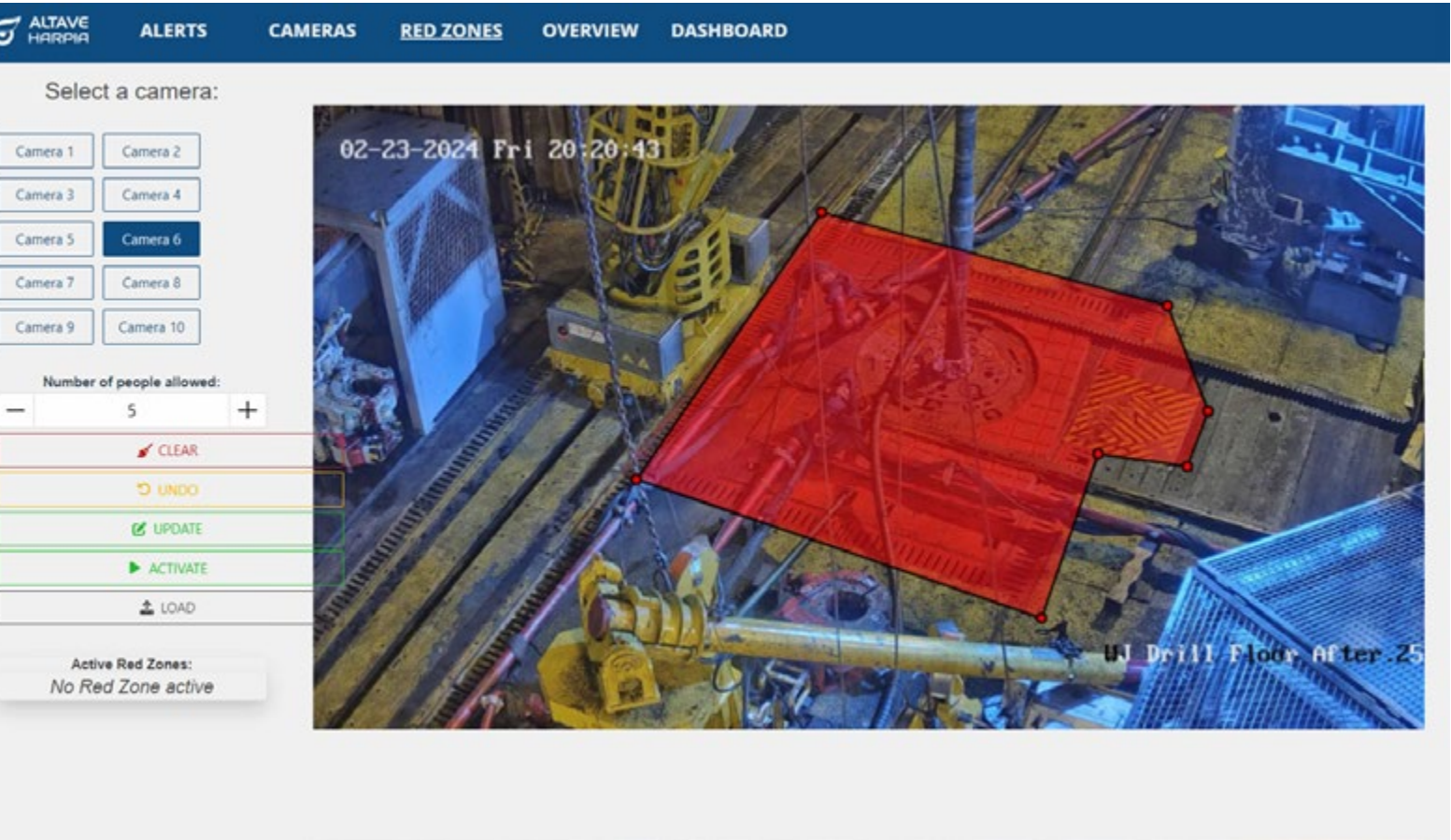
Oil&Gas Brasil: **A atuação da Ocyan é cada vez mais forte no setor offshore. Quais são as principais soluções do portfólio do hub com foco nesse mercado?**

Rodrigo Chamusca: Temos algumas tecnologias que tem potencial para serem soluções base, a partir da qual integraremos demais soluções. É o caso da Vidya Technology, com a qual temos um modelo diferenciado de parceria. Ela tem uma solução robusta para gestão de integridade de ativos, a Digital Fabric Maintenance (Integrity Digital Twin), que utiliza IA e captura de realidade para detecção e classificação de anomalias projetadas em gêmeos digitais para gestão de ativos, otimizando a manutenção e integridade das operações industriais.

É uma solução base que vai poder ser integrada com diferentes tecnologias que temos no portfólio para atuar na gestão de integridade para o cliente.

Oil&Gas Brasil: **Há outras soluções que podem ser utilizadas de forma integrada?**

Rodrigo Chamusca: Podemos mencionar também a solução da Altave, Intelligent Video Analytics (IVA), que utiliza a inteligência artificial no monitoramento de operações para, a partir da análise de vídeo, identificar desvios, não-conformidades e situações inseguras - um vazamento de gás no ambiente ou de óleo no mar, ou algo que coloca em risco a segurança ocupacional. Outra solução importante é aConfirm8, que digitaliza inspeções e auditorias, automatizando processos e gerando relatórios normatizados, otimizando a gestão e manutenção de ativos, eliminado o uso de papel e garantindo qualidade na informação, bastante aplicada em processos normativos como NR-10 e NR-13. Os dados colhidos em campo vão alimentar essas plataformas base, como a da Vidya.



Oil&Gas Brasil: **Integração entre as tecnologias é mais um ganho...**

Rodrigo Chamusca: O nosso grande foco como Nexio é levar um projeto de transformação digital integrada com as diferentes tecnologias do nosso portfólio, para resolver desafios do mercado, do setor offshore, como por exemplo gestão de integridade e segurança de processo.

entrevista exclusiva (continuação)

Oil&Gas Brasil: **Várias operadoras, como Shell, Petrobras, Brava Energia, Trident, assim como outras empresas dessa cadeia de valor, como SBM Offshore, Wood, Foresea, entre outras, são clientes da Nexio. Incluindo a própria Ocyan...**

Rodrigo Chamusca: Eu posso falar bastante do cliente interno, a Altera & Ocyan que possui e opera o FPSO Pioneiro de Libra, unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência em operação no campo de Mero, no pré-sal da bacia de Santos. Conseguimos implementar a tecnologia da Vidya no FPSO Pioneiro de Libra, juntamente com a solução de inspeção digital para equipamentos a prova de explosão (EX), da Confirm8. É então um cliente para o qual temos buscado levar essa visão integrada de soluções, para ampliar a capacidade de geração de valor. Existem outros clientes desse mercado.

Oil&Gas Brasil: **Vocês podem disponibilizar essas soluções para diferentes atores desse mercado...**

Rodrigo Chamusca: Sim. Um ponto interessante da nossa estratégia é justamente o fato de termos diferentes níveis de atuação junto ao cliente, que pode ser uma operadora, ou o dono de um FPSO, e até mesmo um prestador de serviço para esses donos do ativo. Hoje conversamos com várias operadoras, inclusive independentes, que estão ampliando sua atuação com foco no desenvolvimento de campos maduros, revitalização de ativos. Então, há muitas oportunidades para as nossas soluções de gestão da integridade, de segurança ocupacional.

Oil&Gas Brasil: **Os parceiros externos também estão contribuindo para a tomada de posição da Nexio...**

Rodrigo Chamusca: Sem dúvida. É o caso da Pyplok, com suas conexões inteligentes sem solda (MAF Tipo I), que evita

equipes de solda a bordo, contribuindo para a segurança ocupacional, pois a redução de pessoas a bordo, (PoB), minimiza a exposição a riscos. E essa tecnologia, que faz a conexão por compressão mecânica, assegura quase 90% de ganho de produtividade se compararmos com uma conexão que demanda solda. A parceria com a Pyplok, do Canadá, possibilita uma capilaridade bem interessante: estamos negociando com prestadores de serviço, como também a própria área de Manutenção e Serviços offshore da Ocyan, que têm contratos com operadoras.

Oil&Gas Brasil: **Há alguma expectativa de captar clientes no segmento de descomissionamento, que vem crescendo?**

Rodrigo Chamusca: Com certeza, principalmente com as soluções base, como as que envolvem gêmeos digitais, para desenvolvimento de uma solução com essa tecnologia para fazer o mapeamento das estruturas submarinas, visando dar suporte às empresas no descomissionamento desses sistemas submarinos.

Podemos também utilizar a solução da Altave, aplicando inteligência artificial na análise das imagens, para fazer reconhecimento de padrões ou equipamentos ou interferências de obstáculos submarinos. Então, a resposta é sim, estamos olhando para esse mercado, não com a mesma tração ainda do offshore, da parte de produção, perfuração e embarcações de apoio. Vemos muitas possibilidades de aplicação em desenvolvimento futuro nessa área.

Oil&Gas Brasil: **Na época do lançamento da plataforma, você estimava que a área de negócio cresceria 30% no primeiro ano. Já atingiram essa meta também?**

Rodrigo Chamusca: Em termos de receita, como ainda é uma área de negócio em desenvolvimento, é fácil crescer. Já dobramos de tamanho no primeiro ano em nível de faturamento. Estamos atingindo os resultados esperados. Logicamente, podemos crescer muito mais.

Oil&Gas Brasil: **Então as expectativas são positivas para o futuro....**

Rodrigo Chamusca: A expectativa principal, além de acessar um pouco mais o setor onshore, é entrar em outros mercados, fora do óleo e gás. Estamos conversando com empresas de tecnologia, de outros setores, para implementar soluções para outros segmentos, aproveitando o fato da nossa parceira, Elo Group, ter acesso a diferentes mercados. Temos expectativas de aumentarmos nossa receita, crescer ainda mais nos próximos anos, de forma sustentável. E como já disse, queremos oferecer projetos integrados de tecnologia, oferecendo ao cliente não somente uma tecnologia específica, mas dando a ele acesso a diferentes soluções tecnológicas e serviços para que ele possa superar seus desafios.



Foto: Divulgação

Petrobras produz primeiro lote de ARLA 32 na Ansa, em Araucária PR

Fabricação do produto, que está em fase de especificação em laboratório, marca o primeiro passo na retomada da produção da Araucária Nitrogenados S.A.



A Petrobras concluiu os primeiros testes de produção de ARLA 32 (Agente Redutor Líquido Automotivo), na Araucária Nitrogenados S.A. – Ansa, subsidiária integral da companhia, em Araucária (PR). A fabricação do produto, que está em fase de especificação em laboratório, marca o primeiro passo na retomada da produção da fábrica de fertilizantes, que estava hibernada desde 2020 e teve o retorno das suas atividades operacionais aprovado em junho de 2024.

O ARLA 32 está sendo produzido por meio da industrialização de ureia fornecida pela Yara e será feito sob encomenda, conforme acordo assinado pelas duas companhias e comunicado ao mercado em novembro de 2024. Além de ser o primeiro passo do retorno da operação da Ansa, o acordo também marca a retomada da produção nacional do produto pela Petrobras.

O processo de industrialização está sendo realizado em paralelo às atividades de retomada integral da operação da fábrica de Araucária.

O Agente Redutor Líquido Automotivo – ARLA 32 – é uma solução aquosa de ureia utilizada em veículos a diesel para reduzir as emissões de óxido de nitrogênio (NOx), um dos poluentes mais prejudiciais ao meio ambiente. O produto atua no sistema de escape, transformando os NOx em nitrogênio e vapor de água, que são inofensivos. A Ansa irá receber ureia com baixo teor de biureto e, utilizando sua tecnologia, será feita a mistura com água desmineralizada, resultando em uma solução de alta pureza, com concentração de 32,5%.

O presidente da Araucária Nitrogenados, Demétrio Sheeny Coutinho, ressaltou a importância deste marco, com o primeiro produto gerado na fábrica após o período de hibernação. “Esta etapa vai além de um simples marco operacional. É a prova concreta de que a retomada integral da Ansa está muito próxima. Cada gota de ARLA 32 que sair daqui levará consigo o esforço coletivo de todos que acreditaram que este dia chegaria”, reflete.

“O setor de fertilizantes tem importância estratégica para a Petrobras. Estamos retomando os investimentos nesse segmento, a partir de estudos de viabilidade técnica e econômica, com o objetivo de ampliar nosso mercado de gás e contribuir para a redução da dependência da importação de fertilizantes no Brasil.

Além disso, com a produção de ARLA 32, mais do que diversificar nosso portfólio, estamos contribuindo com um produto essencial para redução de emissões veiculares e preservação ambiental”, afirma o diretor de Processos Industriais da Petrobras, William França.

Sobre a retomada da Ansa

A Petrobras prevê investir R\$ 6 bilhões no segmento de fertilizantes no quinquênio, incluindo projetos em estudo. Desse total, R\$ 870 milhões são voltados para a retomada das atividades da fábrica de fertilizantes Araucária Nitrogenados S.A. (Ansa), no Paraná.

A estimativa é que a fábrica inicie sua operação plena no início do segundo semestre de 2025. Atualmente, a planta está em processo final de manutenção dos equipamentos para o início das atividades e já iniciou a produção do ARLA 32. Situada ao lado da Refinaria Getúlio Vargas – Repar, a Ansa tem capacidade de produção de 720 mil toneladas/ano de ureia, o que corresponde a 8% do mercado; 475 mil toneladas/ano de amônia; além de 450 mil m³/ano do Agente Redutor Líquido Automotivo (ARLA 32).



Petrobras e ICMBio direcionam R\$ 15 milhões para melhorar acessibilidade do Alto Corcovado, no Parque Nacional da Tijuca

Termo de compromisso foi assinado no dia 9/6 e está relacionado à compensação ambiental pela instalação da P-56, plataforma localizada na Bacia de Campos



Foto: Divulgação

A Petrobras e o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio) assinaram, no último dia (9/6), um Termo de Compromisso de Compensação Ambiental (TCCA) cujos recursos serão direcionados para melhorias na acessibilidade ao monumento do Cristo Redentor, localizado no Alto Corcovado, dentro do Parque Nacional da Tijuca.

O acordo, com valor corrigido de R\$ 14.988 milhões, é resultado de uma compensação ambiental definida pelo Ibama, relacionada à instalação da plataforma P-56, na Bacia de Campos. A compensação vai permitir a aquisição de bens e serviços para melhorar as condições de acesso para Pessoas com Deficiência (PcD) e dar mais comodidade e segurança para os visitantes do ponto turístico mais visitado do Brasil. O plano de trabalho para a execução da compensação foi elaborado em conjunto entre as duas instituições.

A parceria tem foco na substituição completa das quatro escadas rolantes existentes que dão acesso ao monumento do Cristo Redentor. O novo sistema incluirá escadas modernas e um plano inclinado paralelo automático.

“Trabalhamos para melhorar a qualidade e a segurança da visitação no Alto Corcovado, ampliando a acessibilidade e a proteção para todos que frequentam essa área pública. Esta área dentro do Parque Nacional da Tijuca constitui uma valiosa contribuição para a conservação da natureza da Mata Atlântica. Aprimorar a infraestrutura para a visitação, como estamos fazendo, fortalece o espaço público, que pertence à população da cidade do Rio de Janeiro, do Estado e do Brasil, desde sua criação ainda no período do Império.”, afirmou o presidente do ICMBio, Mauro Pires.

A compra das novas escadas rolantes e a contratação da empresa que realizará a obra e a troca dos equipamentos fica a cargo da Petrobras. Já o ICMBio fica responsável por orientar e supervisionar essas ações, além do controle e da fiscalização sobre a execução do projeto. Cabe ressaltar que o Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) já avaliou e deu autorização para a realização dessas modificações no Alto Corcovado, que é área tombada.

“Esse projeto representa mais do que uma obrigação legal de compensação ambiental. É um reflexo do compromisso com a diversidade, equidade e inclusão, que é prioritário na Petrobras. Está totalmente em linha com a nossa política de direitos humanos e valores corporativos, especialmente no que tange ao cuidado com as pessoas e à sustentabilidade”, destaca o gerente executivo de Segurança, Meio Ambiente e Saúde da Petrobras, Flaubert Matos Machado.

Sobre a compensação ambiental

A compensação ambiental é regida pela Lei 9.985/2000 e representa uma obrigação legal exigida pelo órgão licenciador aos empreendedores que desenvolvem projetos de impacto ambiental, como plataformas de produção de petróleo, gasodutos e poços. O mecanismo funciona como uma contrapartida do empreendedor, que deve apoiar unidades de conservação para contrabalançar os impactos ambientais ocorridos ou previstos durante o processo de licenciamento ambiental.

Revitalização do Corcovado ocorre desde 2024 e conta com mais R\$ 75 milhões

Para além do anúncio de hoje com a Petrobras, o processo de revitalização do Alto Corcovado, com melhoria da acessibilidade e segurança desta região, foi anunciado em dezembro de 2024.

Na ocasião, o Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA) e o ICMBio divulgaram um plano de melhorias no valor de R\$ 75 milhões para o Corcovado e outras áreas do Parque Nacional da Tijuca.

A execução da revitalização será realizada por fases. A primeira delas está em andamento e vai aplicar R\$ 22,2 milhões – que é parte do total de R\$ 75 milhões divulgados em dezembro. Será necessária uma pausa nas obras durante o verão, entre dezembro de 2025 e fevereiro de 2026, que é o período de maior movimentação no ponto turístico. Deste modo, espera-se que a parte superior do Alto Corcovado esteja pronta para verão de 2026/2027.

Estatal divulga avanços em iniciativas para a Transição Energética

Relatório de Sustentabilidade apresenta investimentos, iniciativas de descarbonização e inclusão social



Foto: Divulgação

A Petrobras lançou no último dia 16/06, o Relatório de Sustentabilidade, trazendo um retrato dos avanços da empresa em sua trajetória na Transição Energética Justa em 2024. O investimento de US\$ 16,3 bilhões para projetos de baixo carbono nos próximos 5 anos, a geração de 315 mil empregos no mesmo período e a redução em 40% as emissões absolutas de CO₂e desde 2015.

Além disso, o Relatório destaca distribuição de R\$ 379,4 bilhões em valor para a sociedade no último ano e o investimento de R\$ 350 milhões no Programa Autonomia e Renda ao longo de quatro anos, iniciativa que materializa o compromisso com a inclusão social e que iniciou qualificação de mais de mil alunos em sete estados.

Além da gasolina Petrobras Podium Carbono Neutro, para veículos leves, e do Diesel R5, para veículos pesados, ambos lançados em 2023, a Petrobras está investindo na construção de plantas dedicadas de biorefino para a produção de querosene de aviação sustentável (SAF) e de diesel renovável na Refinaria Presidente Bernardes (RPBC), em Cubatão, com capacidade de 15 mil barris por dia (bpd) e no Complexo de Energias Boaventura com capacidade de 19 mil bpd, ambas com previsão de início de operação após 2029. Também está em estudo a implantação de uma planta na Refinaria de Paulínia (REPLAN), com capacidade de 10 mil bpd para produção de SAF via rota Alcohol-to-jet (ATJ), que utiliza o etanol como matéria-prima.

Outro avanço foram os três testes de campo de combustíveis marítimos com menor intensidade de carbono. Nos testes com 24% de biodiesel, foi constatada a redução potencial de emissão de gases de efeito estufa (GEE), variaram entre 17 e 20% em comparação ao bunker 100% mineral. O produto foi certificado pela International Sustainability & Carbon Certification, o que credenciou a Petrobras a comercializar o produto certificado VLS B24 em 2025.

A empresa também está comercializando gasóleo marítimo com teor máximo de enxofre de 1,0 mil mg/kg (LSMGO – sigla de Low Sulfur Marine GasOil), no porto de Santos. Esse teor é significativamente menor que o limite regulado de 5,0 mil mg/kg.

Além das iniciativas próprias de descarbonização, a Petrobras trabalha em parcerias nacionais e internacionais com outras empresas com ações voltadas para a melhoria da qualidade do ar e dos combustíveis. Uma dessas parcerias é com a Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), composta por 12 das principais empresas de energia do mundo: BP, Chevron, CNPC, ENI, Equinor,

Exxon Mobil, OXY, REPSOL, Saudi Aramco, Shell e Total, além da Petrobras. O compromisso da Petrobras com a OGCI é reduzir suas emissões operacionais líquidas a zero nos prazos do Acordo de Paris. Os membros da OGCI já reduziram coletivamente suas emissões de metano em 55% e a intensidade de carbono em 21% desde 2017.

As compensações de emissões (offsets) a partir de créditos de carbono poderão ser utilizadas como ferramenta complementar para a descarbonização. Em 2024, a Petrobras investiu no mercado voluntário de créditos de carbono, adquirindo um novo lote de 270 mil créditos do projeto de REDD+ Envira Amazônia.

Os créditos são das safras 2020 e 2021 e certificados segundo o padrão VCS (Verified Carbon Standard) da Verra, a maior certificadora do mercado voluntário de carbono no mundo, com certificação nível ouro para os quesitos de Adaptação às Mudanças Climáticas, Biodiversidade e Comunidade segundo o padrão Climate, Community & Biodiversity (CCB). Os créditos adquiridos nessa iniciativa foram utilizados para a compensação das emissões da nova gasolina Podium Carbono Neutro.

O resultado de descarbonização nas operações da empresa é outro destaque no Relatório de Sustentabilidade. Quando comparado aos dados de 2015, constatou-se a redução de 40% das emissões absolutas de CO₂e e em 69% as emissões diretas de metano no upstream, avanço reforçam as ambições da Petrobras de alcançar Net Zero até 2050, Near Zero Methane até 2030 e manter um crescimento líquido neutro até 2030.

Os 25 projetos com foco em Florestas do Programa Petrobras Socioambiental, vigentes em 2024, atuaram na recuperação ou

petróleo e gás (continuação)

conservação direta de mais de 535 mil hectares de florestas e áreas naturais da Mata Atlântica, Amazônia, Caatinga, Pampa e Cerrado contribuindo para a mitigação das emissões de GEE. O benefício incremental líquido estimado deste trabalho é de cerca de 3 milhões de tCO₂ e, e considera a remoção líquida e as emissões evitadas por ações que previnem o desmatamento. Outra frente de investimento voluntário em florestas é a iniciativa Floresta Viva, nos quais foram investidos R\$ 49,1 milhões no referido ano.

O desempenho econômico trouxe impactos positivos para a sociedade com a distribuição de R\$ 379,4 bilhões por meio de tributos, royalties e participações especiais, remuneração direta e a acionistas e pagamentos a instituições financeiras e fornecedores.

Para os próximos anos, as iniciativas previstas no PN 2025-29 devem gerar cerca de 315 mil empregos. A Petrobras estima que em 2024, os investimentos do segmento E&P, que totalizaram de 13,91 bilhões de dólares, sustentaram 145 mil empregos no país por meio das aquisições locais e de seus efeitos na cadeia de suprimento.

Como resultado do investimento em capacitação de mão de obra e inclusão social do Programa Petrobras Autonomia e Renda, o último ano foi marcado pelo início de turmas de qualificação profissional para 1.065 alunos nos sete estados. Cerca de 72% dos estudantes são pessoas pretas e pardas, 60% são mulheres e 4% são pessoas com deficiência.

Os alunos formados são orientados a se inscreverem no Sistema Nacional de Emprego (SINE) ou Postos de Atendimento ao Trabalhador (PAT) dos municípios abrangidos pelo programa. Já as empresas que compõem a cadeia de fornecedores da Petrobras são incentivadas a disponibilizarem suas vagas de emprego nesses órgãos com a intenção de ampliar as oportunidades para essa mão de obra local qualificada.



Foto: Divulgação

Operação brasileira da Prosafe é confirmada após Petrobras manter resultados da licitação

Com os resultados da licitação reafirmados, a Prosafe, proprietária e operadora de embarcações de acomodação semissubmersíveis listadas na Bolsa de Valores de Oslo, está prevendo a rápida assinatura de um contrato de embarcação plurianual na América do Sul com a Petrobras, gigante estatal brasileira de petróleo e gás.

O navio semissubmersível de apoio à segurança e manutenção Safe Notos, posicionado dinamicamente (DP3), foi selecionado como vencedor da licitação da Petrobras em maio de 2025. No entanto, o acordo de quatro anos com a gigante brasileira ainda estava sujeito ao processo de aprovação e a uma adjudicação formal.

Como a Petrobras ratificou o resultado do processo de licitação para o fornecimento do semissubmersível Safe Notos para suporte de segurança e manutenção offshore no Brasil, espera-se que o contrato, no valor total de aproximadamente US\$ 204 milhões, seja assinado sem demora.

A missão de longo prazo, programada para começar em setembro de 2026, durará até o terceiro trimestre de 2030.

O navio Safe Notos, construído em 2016, com capacidade para 500 pessoas, conta com grande capacidade de guindaste, área de convés aberta e passarela telescópica.

O contrato atual da embarcação, que começou no terceiro trimestre de 2022, foi garantido em maio de 2022.

A Prosafe revelou uma receita de US\$ 33 milhões no primeiro trimestre de 2025, com quatro embarcações ativas durante o trimestre.



Foto: Divulgação

Petroleira informa sobre resultado de leilão da ANP



Foto: Divulgação

A Petrobras informa que adquiriu dez blocos na Bacia Foz do Amazonas e três blocos na Bacia de Pelotas, no 5º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Na Bacia Foz do Amazonas, a Petrobras adquiriu os blocos FZA-M-1040, FZA-M-1042, FZA-M-188, FZA-M-190, FZA-M-403, FZA-M-477, FZA-M-547, FZA-M-549, FZA-M-619 e FZA-M-621, em parceria com a ExxonMobil Exploração Brasil.

Nos cinco primeiros blocos o consórcio terá a Petrobras como operadora, com participação de 50%, em parceria com a

ExxonMobil (50%). Nos outros cinco blocos, a ExxonMobil será operadora e a Petrobras terá participação de 50%.

Na Bacia de Pelotas, a Petrobras adquiriu os blocos P-M-1670, P-M-1672, P-M-1741 em parceria com a Petrogal Brasil S.A.

O consórcio terá a Petrobras como operadora em todos os blocos, com participação de 70%, em parceria com a Petrogal Brasil (30%).

O valor do bônus de assinatura a ser pago em outubro de 2025 pela companhia é de cerca de R\$ 139 milhões.

Além do bônus de assinatura, também foi considerado como critério de julgamento do leilão o Programa Exploratório Mínimo (PEM) a ser aplicado no bloco, expresso em Unidades de Trabalho (UTs) – que abrangem a atividade a ser realizada durante a atividade exploratória.

“Conseguimos arrematar as áreas que eram nossas prioridades, oferecendo valores de bônus dentro das nossas premissas econômicas. Estamos satisfeitos com o resultado do leilão.

Com esse resultado e com a continuidade das nossas atividades exploratórias, inclusive na Margem Equatorial e na Bacia de Pelotas, persistimos otimistas em relação às nossas possibilidades de recomposição de reservas de petróleo e em relação à garantia da segurança energética do Brasil”, destaca a presidente da Petrobras Magda Chambriard.

O quadro abaixo resume o resultado da participação da Petrobras no 5º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão da ANP:

A participação no 5º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão está alinhada à estratégia de longo prazo da companhia e fortalece o perfil da Petrobras de principal operadora de campos de petróleo

localizados em águas ultra profundas, potencializando a recomposição de reservas para o futuro da companhia.

A Petrobras atuou seletivamente no leilão de forma a assegurar a incorporação de quase 9.600 km2.

Bacia	Bloco	Composição do Consórcio	PEM do Consórcio (UTs)	Bônus Parcela Petrobras (R\$)
FOZ DO AMAZONAS	FZA-M-1040	PETROBRAS*(50%) EXXONMOBIL(50%)	192	2.635.000,00
FOZ DO AMAZONAS	FZA-M-1042	PETROBRAS*(50%) EXXONMOBIL(50%)	196	2.635.000,00
FOZ DO AMAZONAS	FZA-M-188	PETROBRAS*(50%) EXXONMOBIL(50%)	189	21.825.000,00
FOZ DO AMAZONAS	FZA-M-190	PETROBRAS*(50%) EXXONMOBIL(50%)	189	36.375.000,00
FOZ DO AMAZONAS	FZA-M-403	PETROBRAS*(50%) EXXONMOBIL(50%)	203	7.275.000,00
FOZ DO AMAZONAS	FZA-M-477	EXXONMOBIL*(50%) PETROBRAS(50%)	187	6.945.000,00
FOZ DO AMAZONAS	FZA-M-547	EXXONMOBIL*(50%) PETROBRAS(50%)	195	7.275.000,00
FOZ DO AMAZONAS	FZA-M-549	EXXONMOBIL*(50%) PETROBRAS(50%)	195	19.400.000,00
FOZ DO AMAZONAS	FZA-M-619	EXXONMOBIL*(50%) PETROBRAS(50%)	195	7.275.000,00
FOZ DO AMAZONAS	FZA-M-621	EXXONMOBIL*(50%) PETROBRAS(50%)	196	19.400.000,00
PELOTAS	P-M-1670	PETROBRAS*(70%) PETROGAL(30%)	100	2.842.000,00
PELOTAS	P-M-1672	PETROBRAS*(70%) PETROGAL(30%)	100	2.604.000,00
PELOTAS	P-M-1741	PETROBRAS*(70%) PETROGAL(30%)	100	2.576.000,00
Total	-	-	2237	139.062.000,00

Petrobras e Sebrae firmam parceria para fortalecer cadeia de fornecedores locais

Acordo busca promover a competitividade e sustentabilidade de micro e pequenas empresas



pequenas empresas e startups para que possam se inserir na cadeia de fornecedores das diferentes unidades de negócios da companhia. A participação dessas empresas é fundamental para a execução do Plano de Negócio 2025-2029 da Petrobras”, afirmou o diretor de Finanças e Relacionamento com Investidores, Fernando Melgarejo.

Com o presente protocolo de intenções, Petrobras e Sebrae unem esforços para a implementação de programas relacionados aos temas de qualificação e cadastramento de fornecedores, tecnologia & inovação, apoio a serviços financeiros, diretrizes ASG (Ambiental, Social e Governança) e ODS (Objetivos de Desenvolvimento Sustentável), além da geração de negócios.

“Esta parceria vai permitir abrir novas oportunidades e incluir os pequenos negócios na cadeia de Petróleo e Gás. Isso representa geração de empregos e renda.

O Sebrae atuará na difusão de oportunidades, atração, preparação e melhoria de performance dos empreendedores e empreendedoras de pequenos negócios em todo país para impulsionar a regionalização de contratações e compras da Petrobras.

Com isso, teremos a inserção de mais de 500 novos pequenos negócios”, afirma o presidente do Sebrae, Décio Lima.

Desde 2023, as duas instituições vêm desenvolvendo iniciativas conjuntas de relacionamento e engajamento com micro e pequenos empreendedores, por meio de Roadshow “Encontro com Fornecedores – Construindo Negócios com a Petrobras”. Já foram realizadas 11 edições, em dez cidades de diferentes regiões do país (Manaus, Recife, Aracaju, Natal, Salvador, Vitória, Paulínia, São José dos Campos, Curitiba e São Paulo).

A petrobras e Sebrae (Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas) celebraram no último dia 09/06, em Brasília (DF), um protocolo de intenções para o desenvolvimento de pautas estratégicas no âmbito das cadeias de suprimentos regionais.

Com foco em micro e pequenos empreendedores, a parceria busca engajar os fornecedores locais ao processo de contratação da Petrobras e está alinhada aos direcionadores estabelecidos em seu plano de negócio vigente.

“Temos buscado fortalecer a cadeia de fornecedores em nosso país, incluindo também os pequenos empreendedores e o mercado local. Esta parceria com o Sebrae busca promover a competitividade e sustentabilidade de micro e



Segurança de dados

Shadow AI no governo brasileiro: estratégias de cybersecurity para bloquear essa ameaça

por Hilmar Becker



Foto: Divulgação

No dia 12 de junho o Governo Federal publicou a versão final do Plano Brasileiro de Inteligência Artificial (PBIA), com previsão de investir 23 bilhões de reais até 2028.

Esse plano tem impacto sobre todas as verticais e as regiões do país e é gerenciado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.

Trata-se de uma empreitada baseada em 64 ações – 38 devem gerar resultados em até 12 meses. Vale destacar que, somente no Governo Federal, em 2024, 33 órgãos do governo tinham 200 projetos de inteligência artificial em desenvolvimento. Nessa jornada, a IA não é apenas uma ferramenta tecnológica, mas um meio de transformação social e econômica do Brasil.

Hoje, a maior parte dos projetos de IA no Governo Federal são pontuais, voltados para ganhos de produtividade em funções específicas. O programa Bolsa Família, por exemplo, utiliza IA para identificar inconsistências nos cadastros dos beneficiários garantindo que os recursos sejam direcionados corretamente às famílias que realmente necessitam.

No Ministério do Meio Ambiente, por outro lado, sistemas de IA são empregados para mapear áreas verdes, identificar ilhas de calor, rastrear produtos florestais e monitorar a conformidade ambiental, fortalecendo as políticas de preservação. Em termos de modelos próprios de IA, merece destaque o plano da Universidade Federal do Amazonas (UFAM) de, em conjunto com a OpenAI, desenvolver sistemas

de monitoramento com base em dados climáticos e imagens de satélite. O momento é positivo mais exige dos líderes digitais governamentais uma visão aguda sobre as vulnerabilidades que a IA impõe sobre os serviços públicos brasileiros.

Dados privados e a Shadow AI

A Shadow AI é um desses desafios, e a disseminação de ferramentas de IA generativa, uma realidade. Cada usuário que compartilha dados privados sobre os cidadãos ou os órgãos governamentais em plataformas como o Chat GPT está alimentando uma plataforma pública que usará essas informações em seus processos de treinamento e de resposta. A Shadow AI é uma ameaça também sobre as empreitadas de desenvolvimento das aplicações e APIs do governo brasileiro.

É comum que profissionais baixem modelos de IA de código aberto para acelerar projetos. Isso abre a porta para a entrada, na esteira de desenvolvimento, de modelos maliciosos com backdoors ocultos que extraem dados confidenciais.

Uma maneira de lidar com esse desafio pode ser adotar AI Gateways. Esse tipo de solução de cybersecurity atua como um ponto de controle que permite ao profissional das agências governamentais acessar plataformas públicas de IA, mas, ao mesmo tempo, bloqueia o compartilhamento de dados críticos.

Interdependência entre IA e APIs.

Outra frente de batalha diz respeito respeito à proteção das APIs cada vez mais consumidas em aplicações de IA e também em aplicações modernas. Segundo o estudo “2024 State of the API Report”, o Brasil é o terceiro maior consumidor de APIs do mundo,

atrás apenas da Índia e dos EUA nesse quesito. Somente em 2024, foram 52,4 milhões de chamadas APIs. Há uma interdependência entre as APIs e as plataformas de Inteligência Artificial (IA). Sem as APIs, não existe a Inteligência Artificial. As APIs são a maneira pela qual as interfaces de prompt se conectam ao complexo conjunto de microsserviços que constituem a retaguarda da IA. As APIs estão por trás dos agentes que são construídos e da orquestração dos fluxos entre múltiplos LLMs (Large Language Models).

A cultura de IA da agência governamental pode ganhar mais resiliência com a ajuda de plataformas ADC (Application Delivery Control) 3.0. É um modelo em que aplicações e APIs são distribuídas em múltiplas nuvens – a infraestrutura que suporta os vários portais do Governo Digital – com ajuda de recursos de segurança também baseados em IA.

Momento crucial

Para os gestores digitais do governo brasileiro, o momento é crucial. Uma nova infraestrutura está se formando, novos hábitos dos usuários estão se arraigando, novas ameaças estão surgindo. Em busca de respostas, CIOs e CISOs de agências governamentais têm participado de fóruns como o AppWorld Revolution 2025, em que as batalhas de hoje e de amanhã podem ser discutidas com seus pares. Isso aconteceu com os líderes digitais da Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT), Ministério da Agricultura e Pecuária (MAPA) e Congresso Nacional. Lidando com maturidade com desafios técnicos, de orçamento e de gestão, profissionais com décadas de experiência em governo e em tecnologia estão, neste exato momento, desenhando o futuro do Brasil.

Dupla brasileira fecha acordo de US\$ 65 milhões para compartilhamento de ativos de processamento de gás

A Petroreconcavo, assinou um contrato de compra e venda (PSA) com a 3R Potiguar, subsidiária da compatriota Brava Energia, para a aquisição de uma participação em ativos de midstream de gás natural localizados no estado do Rio Grande do Norte, no Brasil.



Foto: Divulgação

Pelo acordo anunciado em dezembro de 2024, a PetroReconcavo terá 50% de participação na infraestrutura que inclui duas unidades de processamento de gás natural, cada uma com capacidade de processamento de 1,5 milhão de metros cúbicos (m³) por dia. Uma está em operação (UPNG III) e a outra hibernada (UPNG II).

Além disso, o acordo abrange esferas de gás liquefeito de petróleo (GLP) situadas dentro do Ativo Industrial de Guamaré (IAG), bem como o gasoduto que conecta os campos produtores de Brava ao IAG.

Esses ativos fazem parte do cluster Potiguar – 22 concessões de campos terrestres e de águas rasas, antecessor da Brava Energia, a 3R, adquirida da Petrobras em 2022 .

Um total de US\$ 65 milhões para a transação será pago em parcelas: 10% na data de assinatura do acordo (5 de junho de 2025), 25% em até 10 dias úteis a partir da aprovação da transação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e 50% no fechamento, sujeito ao cumprimento de determinadas condições precedentes.

Por fim, os 15% restantes serão pagos em parcelas, assim que forem concluídas determinadas etapas relacionadas ao processo de transferência do imóvel. A Petroreconcavo informou que está analisando a possibilidade de contratar um novo financiamento para cobrir até 100% do valor da transação.

O acordo prevê a criação de um comitê de operações com membros de ambas as empresas, com a Brava atuando como operadora do consórcio. O órgão será responsável por estabelecer princípios orçamentários, de custo e de eficiência para a operação dos ativos.

O processo será regulado por um acordo de operação conjunta (JOA), que entrará em vigor no fechamento da transação. Além disso, as utilidades e serviços do Ativo Industrial de Guamaré, que dão suporte à operação das UPGNs, serão compartilhados.

Além disso, o acordo prevê a execução de um compromisso de compra de gás de longo prazo, segundo o qual a Brava comprará

gás natural da PetroReconcavo. Isso implica a compra de 75.000 metros cúbicos (m³) por dia a partir de 1º de julho de 2025, depois 150.000 m³ por dia de 2026 a 2030 e, finalmente, o retorno aos 75.000 m³ iniciais por dia no primeiro semestre de 2031.

O acordo ocorre após um acordo de parceria vinculativo que estabelece as condições para a aquisição, assinado pela dupla brasileira em dezembro de 2024.

O acordo também se baseia no memorando de entendimento (MoU) assinado pela PetroReconcavo com a 3R Petróleo Óleo e Gás, que posteriormente se fundiu com a Enauta para formar a Brava Energia. O acordo envolveu negociações relacionadas ao compartilhamento da infraestrutura de gás natural na Bacia Potiguar.



Foto: Divulgação

Petrobras firma parceria para avaliar transformação de resíduos de pesca em biocombustíveis na região da Amazônia Legal

Projeto, assinado com FGV Energia, Universidade Federal do Amazonas e Instituto Senai, buscará soluções inovadoras em produtos sustentáveis



A Petrobras firmou uma parceria para estudar a transformação de resíduos pesqueiros da região da Amazônia Legal em energia. O Termo de Cooperação foi assinado pela presidente Magda Chambriard no último dia (5/06), na sede da Petrobras, no Centro do Rio, com a Universidade Federal do Amazonas (UFAM), a Fundação Getúlio Vargas, por meio da FGV Energia, e o Instituto SENAI de Inovação (ISI Biomassa).

O projeto tem como objetivo propor soluções para a redução de problemas críticos como a poluição hídrica e a emissão de gases de efeito estufa causados pelo descarte inadequado de resíduos da pesca. A iniciativa prevê múltiplas frentes de atuação, incluindo a extração de óleos para produção de biodiesel, biodigestão anaeróbia para geração de biogás e biometano, além do aproveitamento de subprodutos para biofertilizantes e ração animal.

A iniciativa inclui ainda a elaboração de um Atlas detalhado sobre o potencial de produção de biogás, biometano e biodiesel em toda a Amazônia e no Brasil, além de estudos de viabilidade técnica e econômica. O projeto também prevê a possibilidade de obtenção de patentes para os processos desenvolvidos e a criação de novos modelos de negócios, incluindo oportunidades com certificados verdes.

Um dos principais resultados será o esboço do arranjo tecnológico de uma planta piloto modular com potencial instalação no campus da UFAM, servindo como modelo replicável para outras regiões.

A estrutura poderá promover a economia circular ao integrar diferentes processos de aproveitamento dos resíduos. Os impactos positivos poderão se estender além da questão ambiental, incluindo aumento da competitividade da indústria local e fortalecimento das comunidades ribeirinhas. Há um foco especial na inclusão social, principalmente das mulheres, que representam parte significativa da força de trabalho no setor pesqueiro da região.

“Entendemos que o esforço em prol de um Brasil mais rico, mais desenvolvido tecnologicamente e mais limpo é o nosso legado para as gerações futuras. Temos sido, ao longo das últimas sete décadas, e queremos continuar sendo, parte atuante das soluções necessárias à construção do nosso país”, disse a presidente da Petrobras, Magda Chambriard, na cerimônia de assinatura da parceria.

Parceria estratégica

Também no dia (5/06), a Petrobras assinou, em nome do Centro de

Pesquisa da Petrobras (CENPES), um Protocolo de Intenções com a Empresa Brasileira de Pesquisa e Inovação Industrial (Embrapii), visando estabelecer uma parceria estratégica na avaliação de oportunidades de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) em áreas estratégicas como energias renováveis, tecnologias digitais, sustentabilidade e eficiência energética.

A celebração desse novo instrumento justifica-se pela convergência estratégica de ambas as instituições no fomento à inovação tecnológica no Brasil. O Cenpes, como um dos maiores centros de pesquisa de energia do mundo e o maior da América Latina, e a Embrapii, organização dedicada a fomentar a inovação e competitividade na indústria brasileira, compartilham objetivos complementares que podem gerar sinergias significativas. Como piloto dessa iniciativa, foi selecionado o tema Economia Circular, que visa integrar parceiros como universidades, instituições de pesquisa e empresas para acelerar o desenvolvimento de tecnologias e inovações para desafios relacionados a valorização de resíduos industriais e descomissionamento sustentável. O acordo prevê uma governança para a avaliação conjunta e priorização de projetos de PD&I nas diversas áreas estratégicas. Com essa parceria, Petrobras e Embrapii, buscam contribuir para o enfrentamento das questões globais em sustentabilidade, com foco em otimização do uso de recursos naturais, descarbonização e transição energética justa.

Criada em 2013, a Embrapii fomenta a inovação por meio de parcerias entre empresas e instituições de pesquisa públicas e privadas.

Petrobras apresenta declaração de interesse em blocos exploratórios na Costa do Marfim

A Petrobras informa que apresentou declaração de interesse em blocos exploratórios, localizados em áreas offshore da Costa do Marfim, país da costa oeste da África.

O governo da Costa do Marfim, por meio de seu Conselho de Ministros, aprovou a declaração de interesse da Petrobras em nove blocos.

Esta é a primeira etapa no processo de aquisição de áreas exploratórias na Costa do Marfim, sendo seguida pela etapa de negociação dos contratos dos blocos exploratórios.

A declaração tem como propósito garantir exclusividade na negociação dos contratos.

“A localização geográfica da Costa do Marfim, na porção atlântica africana, é de grande interesse para a Petrobras. Temos muita experiência nessa região, do lado de cá do Atlântico, onde estão as bacias de Campos e de Santos, e acredito que podemos alcançar importantes resultados também do outro lado do oceano. Estamos focados na reposição das reservas de petróleo e na recomposição de nosso portfólio exploratório e vemos a Costa do Marfim como uma região de grande potencial”, disse a presidente da Petrobras, Magda Chambriard.

A Petrobras destaca que a decisão de enviar a declaração de interesse ao governo da Costa do Marfim observou todos os trâmites internos de governança da companhia, em linha com sua estratégia de longo prazo, que visa à recomposição das reservas de óleo e gás por meio de exploração de novas fronteiras, tanto no Brasil quanto no exterior.

A avaliação de novas áreas tem como objetivo diversificar o portfólio exploratório da companhia com geração de valor.



Foto: Divulgação

Petrobras, BNDES e Finep lançam edital para FIP em transição energética e descarbonização

Fundo de Investimentos e Participações pode alcançar R\$ 500 milhões; objetivo é investir em startups e MPMEs com soluções inovadoras em energias renováveis e de baixo carbono



A Petrobras, o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e a Financiadora de Estudos e Projetos (Finep) lançam, no último dia (04/06), edital de chamada pública para a seleção de gestor e estruturação de Fundo de Investimento em Participações (FIP), na modalidade Corporate Venture Capital (CVC).

O fundo será dedicado aos negócios de transição energética e de descarbonização e tem como objetivo investir em participações minoritárias em startups e micro, pequenas e médias empresas (MPMEs) de base tecnológica que possuam soluções inovadoras nas áreas de energias renováveis e de baixo carbono no Brasil.

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.

O investimento se dará no Brasil. As startups alvo devem possuir ao menos soluções validadas e início de receitas recorrentes (de Seed a Series B).

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. Além dos cotistas-âncora, o fundo tem potencial para receber aportes de outros investidores, podendo alcançar investimento total de até R\$ 500 milhões.

O gestor do fundo selecionado por meio do edital terá independência para as decisões de investimentos, além de autoridade para agir em nome do fundo.

A expectativa é que o processo de seleção seja concluído em outubro e as operações sejam iniciadas no primeiro semestre de 2026. O prazo total do FIP será de até 12 anos.

O Corporate Venture Capital (CVC) é um modelo de investimento em que empresas, geralmente de grande porte, aportam recursos em soluções emergentes, com potencial de crescimento e que atuem em atividades estratégicas.

A criação deste fundo está alinhada às estratégias dos cotistas-âncora. A iniciativa é uma das ações do Acordo de Cooperação Técnica, assinado em junho de 2023, para formação da Comissão Mista BNDES-Petrobras, voltada para as áreas de óleo e gás, com focos em pesquisa científica, transição energética e descarbonização e desenvolvimento produtivo e governança.

“Acreditamos que por meio do programa de CVC será possível fomentar ideias e modelos de negócios inovadores, aproximando ainda mais a Petrobras do ecossistema de inovação e reforçando nossa liderança na transição energética justa.

Ter parceiros experientes nesta construção, como BNDES e Finep, traz mais solidez para esta ação”, afirma a presidente da Petrobras, Magda Chambriard.

“Esse novo Fundo é convergente com a estratégia de atuação do Sistema BNDES e com a missão da Nova Indústria Brasil, que busca impulsionar a bioeconomia, a descarbonização e transição e segurança energéticas para garantir os recursos para as futuras gerações. Investir na transição climática, por meio de inovação, é investir no futuro. É a chave para impulsionar uma economia sustentável e resiliente diante dos desafios globais”, explica o presidente do BNDES, Aloizio Mercadante.

“Via Nova Indústria Brasil, damos mais um salto na integração à política de aumento do protagonismo da indústria na composição do PIB nacional. Estamos seguros de que é o melhor caminho, o

transição energética (continuação)

setor produtivo está carente de fundos desse tipo e a parceria de fomento vem solucionar uma demanda do mercado”, diz o diretor financeiro da Finep, Marcio Stefanni.

Petrobras Innovation Ventures

O FIP anunciado dia 04/06 fará parte do Petrobras Innovation Ventures, um novo módulo do Conexões para Inovação, programa gerido pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da Petrobras (Cenpes). O Conexões para Inovação promove uma série de iniciativas para intensificar a integração com o ecossistema de inovação, em especial instituições de ciências e tecnologia, universidades, startups, empresas de diferentes setores e pesquisadores empreendedores. O Petrobras Innovation Ventures tem como objetivo investir, por meio de fundos, em participações minoritárias em startups e micro, pequenas e médias empresas de base tecnológica que possuam soluções inovadoras em áreas estratégicas para a Petrobras, no Brasil e no exterior.

O novo módulo vai incorporar todas as atividades da Petrobras em CVC, o que inclui os investimentos no Catalyst Fund I, gerido pela Climate Investment (CI), braço de venture capital da Oil and Gas Climate Initiative (OGCI). Este fundo já investiu em mais de 40 empresas com atuação global voltadas à descarbonização, trazendo soluções inovadoras que podem ser aplicadas ao setor de óleo e gás.

Atuação da BNDESPAR em Fundos de Investimento

O Sistema BNDES foi um dos pioneiros no apoio a programas de estruturação de fundos de capital de risco e sua participação nessa indústria remonta ao surgimento dos primeiros fundos de participação no Brasil, em meados da década de 1990. Desde 1995, por intermédio da BNDESPAR, o Sistema BNDES vem contribuindo para o fortalecimento do setor de forma sistemática e investindo em companhias de

diversos setores e estágios de desenvolvimento por meio de uma carteira diversificada.

A BNDESPAR possui capital comprometido de, aproximadamente, R\$ 5 bilhões em 40 fundos de investimento em participação que, juntos aos demais investidores, perfazem um capital comprometido total de quase R\$ 28 bilhões. Os investimentos em FIPs também proporcionam um expressivo grau de capilaridade à carteira da BNDESPAR, que possui mais de 220 empresas investidas por meio de FIPs.

Finep e fundos de investimento

A Finep tem longa trajetória em Fundos de Investimentos, tendo contribuído para sua consolidação no Brasil. Atualmente conta com 22 Fundos ativos.

Sua participação neste FIP é parte de sua retomada no uso deste instrumento como forma de apoiar a inovação de empresas brasileiras, alinhadas ao Plano Nova Indústria Brasil e às diretrizes do Governo Federal.



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.