

# Revista digital Oil & Gas Brasil



Ano 2023 . Edição 39 . nº 039

- \* **Construção de FPSO com destino ao Brasil começa**
- \* **SBM Offshore obtém financiamento de 13 bancos**
- \* **Halliburton é escolhida pela Petrobras**
- \* **PRIO conclui aquisição junto a TotalEnergies**
- \* **Mais trabalho para PXGEO com a Petrobras**

Clique aqui



**fornecedores:**  
*produtos/serviços*



**Renata Isfer,**  
*Sócia-fundadora da  
Interalli Gás e Energia*

**Com muito 'gás' para  
empreender**

# **i**INTER<sup>®</sup> **CABOS**

compromisso com qualidade

- > Cabos de aço nacionais e importados.
- > Cordoalhas
- > Talhas
- > Acessórios para amarração e içamento
- > Cintas de poliéster

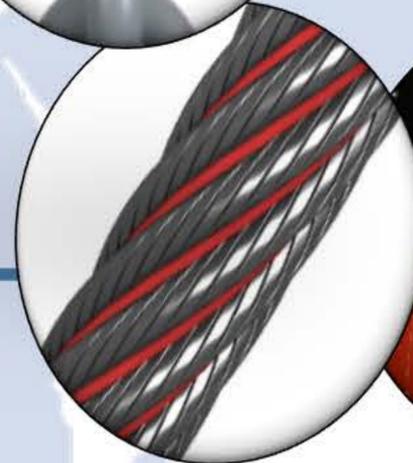


Rua Magnólia, nº 767 | Bairro Pedro II | Belo Horizonte | MG  
CEP: 30770-020 | **(31) 2519-5400** | **(31) 3412-3700**  
[intercabos@intercabos.com.br](mailto:intercabos@intercabos.com.br) | [www.intercabos.com.br](http://www.intercabos.com.br)

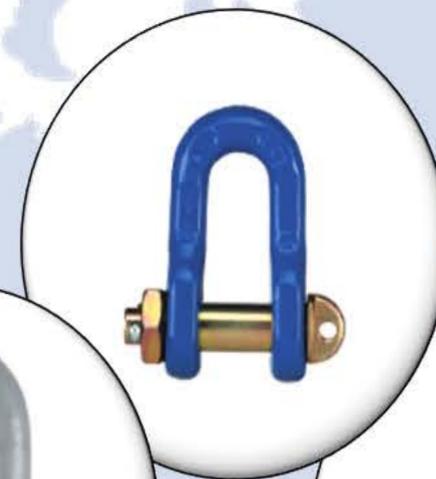
Correntes



Cabos Especiais



Manilhas Especiais



Acessórios



Cabos Sintéticos  
em HMPE



# Sumário

5 inovação

19 entrevista exclusiva

14 matéria de capa

31 artigo

## Seções:

03 sumário

04 editorial

08 petróleo e gás

17 petróleo e gás

23 petróleo e gás

25 petróleo e gás

28 petróleo e gás

30 petróleo e gás

33 petróleo e gás

35 petróleo e gás

37 petróleo e gás

40 fornecedores

41 fornecedores

42 fornecedores

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

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

# Editorial

## *investimentos na exploração de petróleo e gás...*

O Ministério de Minas e Energia (MME) vai lançar ainda sem data definida, o ‘ programa Potencializa E&P ‘, com o objetivo de garantir investimentos em petróleo e exploração de gás natural e transformar o Brasil no quarto maior produtor de petróleo do mundo. A iniciativa Potencializa E&P pretende focar nos pontos críticos para o desenvolvimento da exploração em áreas de fronteira e incentivar investimentos em campos maduros ou marginais econômicos.

O cenário extremamente desafiador de competição global por investimentos, a necessidade de reposição das reservas de petróleo e gás e a transição energética exigem agilidade de todos os atores governamentais.

As grandes descobertas do pré-sal atraíram grandes investimentos na exploração e produção de petróleo e gás natural, com destaque para a atuação da Petrobras.

Atualmente, o Brasil produz três milhões de barris de petróleo por dia, mas a expectativa é que esse número chegue a 5,4 milhões até 2029 , permitindo que o país se torne o quarto maior produtor de petróleo do mundo – com 80% desses recursos vindos do pré- camada de sal.

O setor de petróleo e gás natural como um dos motores do desenvolvimento do Brasil, respondendo por 15% do PIB industrial brasileiro, 48% da oferta nacional de energia e gerando mais de 1,6 milhão de empregos diretos e indiretos.

*boa leitura!*

*A editora*

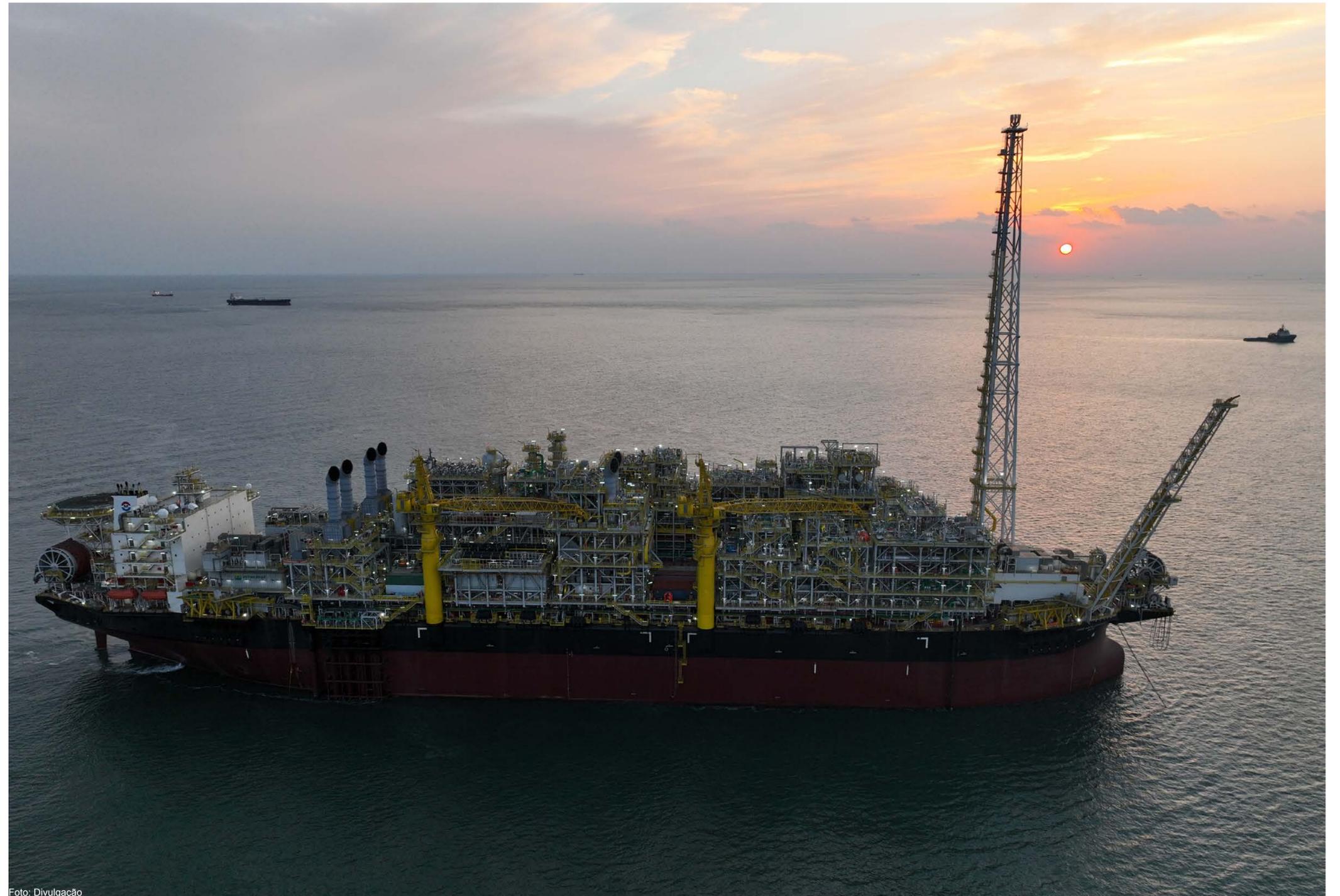


Foto: Divulgação

# CSB Engenharia inova com Laser Scanner 3D no setor Offshore

Por Felipe Reis

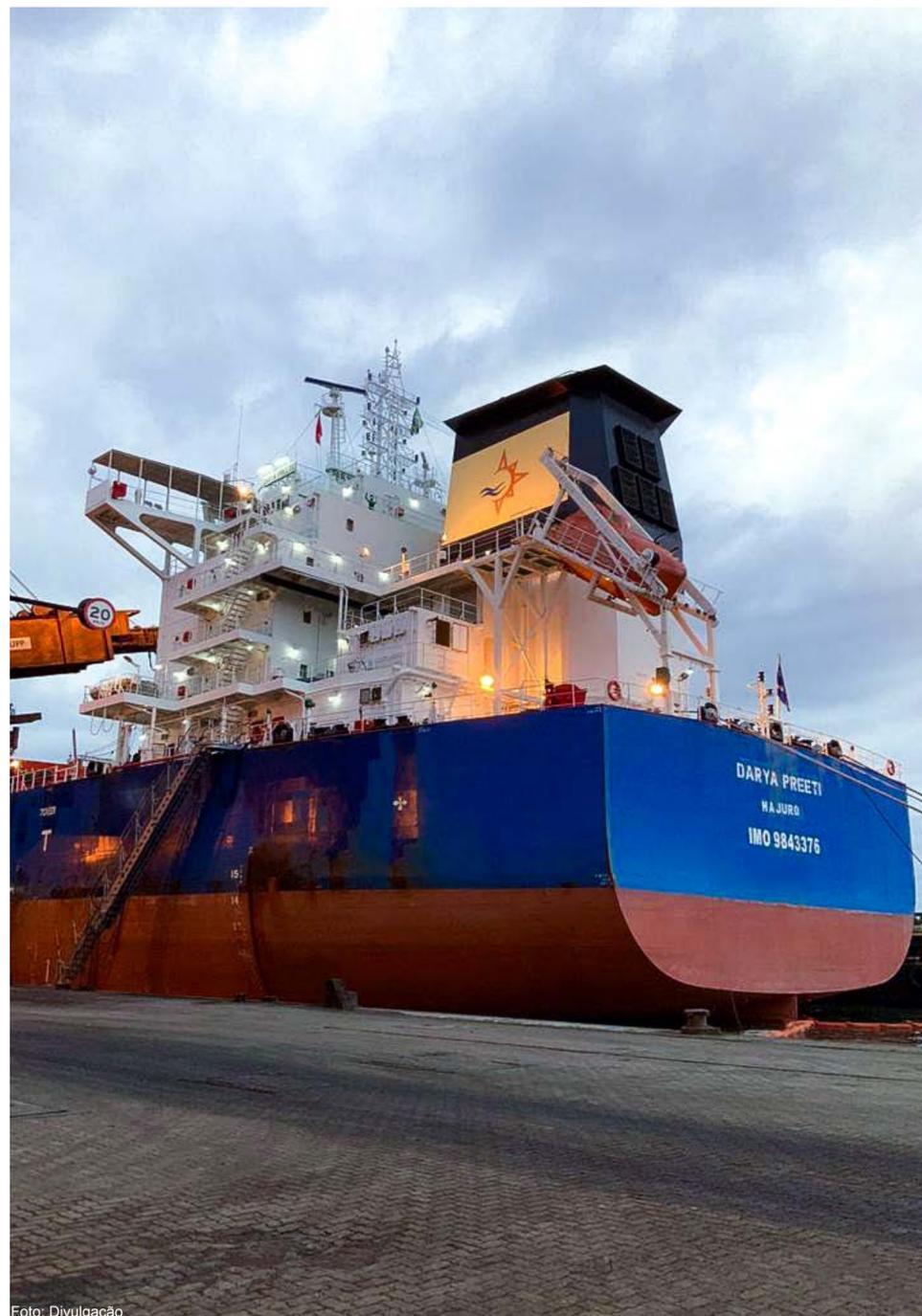


Foto: Divulgação

A CSB Engenharia é uma empresa sediada em Curitiba-PR, fundada no ano de 2009, referência nacional e internacional nos segmentos de Engenharia de Segurança do Trabalho e Engenharia Legal. Seu escopo de fornecimento abrange um vasto conhecimento técnico, aliado ao domínio das normas regulamentadoras brasileiras, além da aplicação de tecnologias de ponta em seus treinamentos e consultoria especializada para a indústria.

Com o foco na excelência durante a execução dos trabalhos, no ano de 2019, a empresa conquistou a ISO 9001 pela TÜV Rheinland e Deutsche Akkreditierungsstelle – DakkS da Alemanha –, certificados que atestam e comprovam a qualidade dos seus serviços prestados em todo o território nacional e também no exterior.

O Laser Scanner 3D proporciona agilidade e assertividade aos projetos, quando aplicado com o domínio da expertise. Buscando estar à frente dos avanços tecnológicos aplicáveis aos estudos de engenharia, a CSB Engenharia trouxe esta novidade da Europa para entregar projetos ainda mais impecáveis aos seus clientes e parceiros. Esta tecnologia que já é realidade para grandes empresas do exterior, em território nacional ainda é assunto de curiosidade para a maioria das empresas nos setores Onshore e Offshore.

No setor Offshore a tecnologia permite avanços exponenciais, principalmente nas etapas de levantamentos in loco, visto que na maioria das vezes as empresas responsáveis pela elaboração dos projetos estão fisicamente a meses de distância das embarcações.

Portanto, buscando promover agilidade sem perder o cuidado com os mínimos detalhes, a CSB Engenharia realiza a digitalização de

embarcações através do Laser Scanner 3D, possibilitando aos seus clientes a oportunidade de trabalhar no projeto, com riqueza de detalhes, muito antes da equipe ter condições de acesso às áreas de maneira presencial.

## Nuvem de Pontos



Escaneamento 3D: navio indiano em nuvem de pontos

Através das coletas de campo realizadas com o Laser Scanner 3D, a equipe técnica da CSB Engenharia elabora a Nuvem de Pontos: arquivo tridimensional capaz de capturar a realidade de maneira ágil e precisa, compatível com a maioria dos softwares CAD disponíveis no mercado, utilizados pelas áreas de

## **inovação (continuação)**

engenharia. Utilizando a Nuvem de Pontos, os projetistas têm condições de validar dimensões de suportes, tubulações e equipamentos presentes no local, sem a necessidade de uma visita presencial para a coleta. Outra aplicação comum para a tecnologia de Nuvem de Pontos, é a possibilidade de desenvolver um inventário das instalações de maneira prática e atualizá-lo rapidamente sempre que houver ajustes na área, construindo um histórico preciso das alterações.

Na gestão de projetos de tubulação, a tecnologia possibilita um nível elevado de análise técnica. A alta densidade de linhas de tubulação é um cenário comum no caso de plataformas e navios petroleiros, portanto a aplicação da tecnologia Laser Scanner viabiliza às equipes de engenharia uma confiabilidade única. Sendo possível o desenvolvimento de documentação técnica (as built 2D e 3D de tubulações), bem como a verificação de interferências em etapas preliminares de projeto.

### **Equipamentos de Ponta**



Foto: Divulgação

A metodologia de escaneamento 3D utilizada pelo corpo técnico da CSB Engenharia contempla diversos modelos de equipamentos Laser Scanner, com uma aplicação personalizada para cada cliente conforme suas demandas. Priorizando sempre pela qualidade, a empresa trabalha com as melhores marcas de equipamentos, garantindo levantamentos ágeis, com precisão na casa de milímetros. Em alguns casos, quando o objetivo é um levantamento ainda mais detalhado, são utilizados equipamentos especializados que possibilitam a engenharia reversa de peças ou componentes, obtendo um nível de precisão e detalhes ainda maior.

“Nós conseguimos capturar a realidade, através de um sistema de nuvem de 2 milhões de pontos por segundo. Conseguimos escanear o ambiente industrial da embarcação, fazendo toda a limpeza dos arquivos, a preparação e a modelagem em diversos softwares de engenharia específicos para essa finalidade. Podemos ainda aplicar a realidade virtual e aumentada, para mostrar em um ambiente imersivo para o nosso cliente o seu ambiente real de trabalho, introduzindo o metaverso em um ambiente offshore”, comenta Silvio Braz, diretor técnico da CSB Engenharia, empresa com 13 anos de mercado e atuação em 13 países.

Um exemplo prático e comum de aplicação da tecnologia na indústria offshore pela empresa curitibana, é o Laser Scanner 3D como suporte das áreas de engenharia, manutenção e projetos. Atendendo a clientes sediados em toda parte do mundo, a CSB Engenharia realiza o escaneamento a bordo de embarcações nas regiões portuárias brasileiras, enviando os arquivos modelados ou em nuvem de pontos às empresas de fabricação, engenharia ou projetos.

Desta forma, quando o navio atracar em seu destino, as tubulações, componentes, equipamentos ou qualquer outro tipo de peça fabricada conforme o detalhamento enviado pela CSB, poderá ser rapidamente instalada, com alto grau de confiabilidade de montagem! Ou seja, enquanto os navios estão ainda em deslocamento, seus novos componentes já estarão em processo de fabricação com base nas nuvens de pontos.

### **Realidade Virtual e Aumentada**

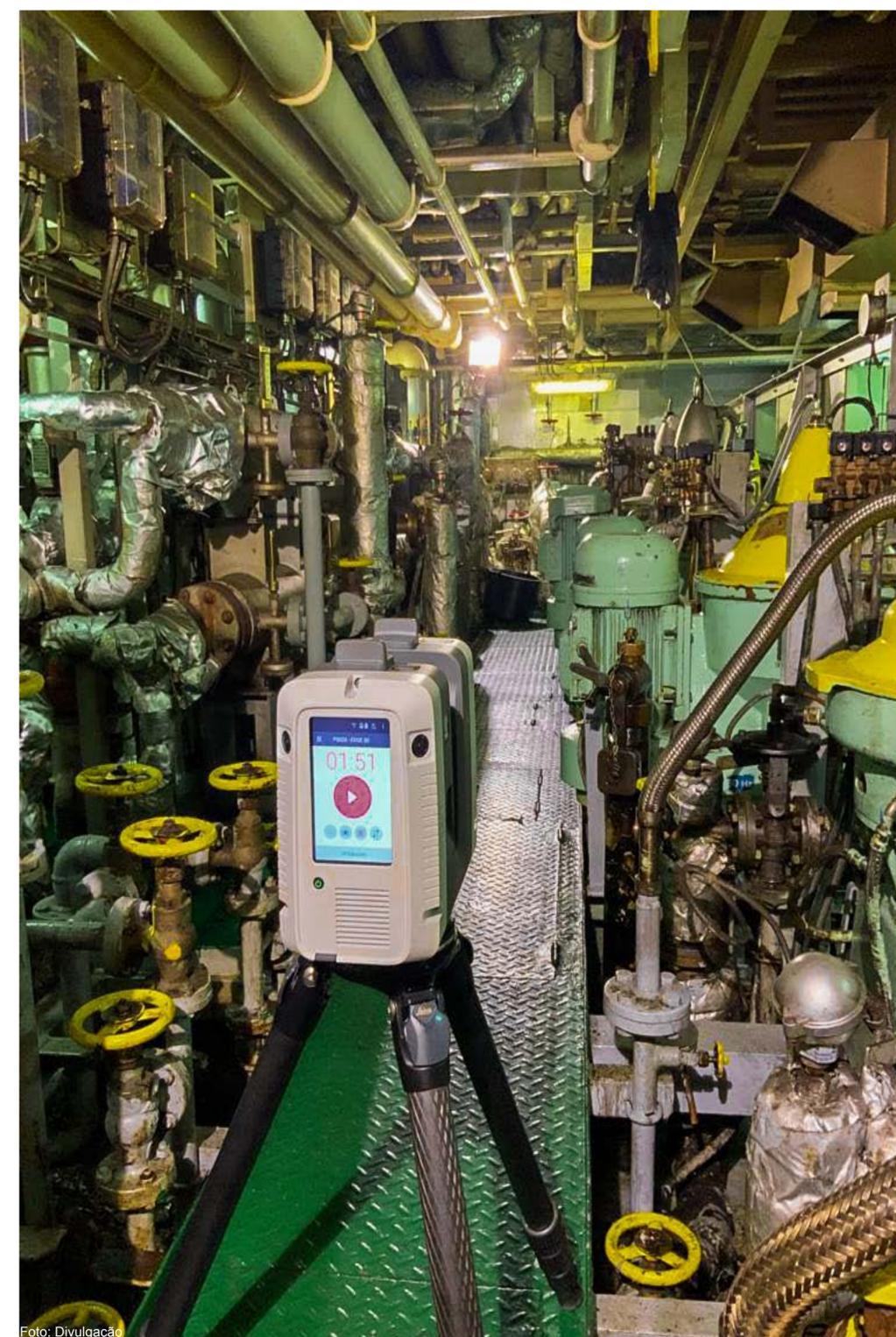


Foto: Divulgação

## *inovação (continuação)*

Outro exemplo inovador dos serviços desenvolvidos pelo time da CSB Engenharia, são as experiências em realidade virtual e aumentada. Com os avanços do chamado “metaverso”, a empresa busca atrelar seus conhecimentos técnicos de engenharia ao domínio das tecnologias 3D.

Na capacitação de colaboradores de acordo com normas específicas, como o caso de trabalhos em espaços confinados (NR-33) ou trabalhos em altura (NR-35), a CSB Engenharia já utiliza experiências em Realidade Virtual embasadas nas instalações reais de cada cliente, utilizando o Laser Scanner como principal ferramenta para construir os ambientes virtuais.

A CSB Engenharia também se destacou como expositora na 16ª edição da Navalshore 2022, entre os dias 16 e 18 de agosto, no Rio de Janeiro.

Segundo o diretor da empresa, participar deste evento líder em construção naval, plataformas e manutenção da América Latina, foi uma oportunidade ímpar de apresentar detalhadamente suas expertises, corpo técnico e equipamentos de última geração.

“Já realizamos a digitalização de embarcações para clientes de diversos países e segmentos, como navios petroleiros, cargueiros e graneleiros. Com a nossa participação nesta edição, avançamos na parceria com empresas brasileiras que possuem vasta experiência na indústria marítima”, concluiu Silvio Braz.

Para conhecer mais detalhes a respeito dos serviços desenvolvidos pela equipe da CSB Engenharia, acesse o site: <https://www.csbengenharia.com/>. Você terá acesso aos perfis das redes LinkedIn, Instagram, Facebook e Youtube, desta empresa brasileira especialista em aplicações tecnológicas à engenharia.



Foto: Divulgação

## Construção de FPSO com destino ao Brasil começa em estaleiro chinês

A construtora naval chinesa COSCO Shipping Offshore Engineering realizou uma cerimônia em Qidong para a construção de uma embarcação flutuante, de produção, armazenamento e descarga (FPSO), destinada a trabalhar para a Petrobras na área do pré-sal da Bacia de Santos.



Foto: Divulgação

A empresa chinesa diz que realizou a cerimônia de inauguração do FPSO P-82, que descreve como “o maior projeto FPSO do mundo”. De acordo com a empresa, a cerimônia contou com a presença de chefes relevantes e membros da equipe de projeto da Sembcorp Marine de Cingapura, ABS Classification Society, COSCO Shipping Heavy Industries Operation Center e Qidong COSCO Shipping Offshore.

Além disso, a COSCO Shipping Offshore explica que o FPSO P-82 tem um comprimento total de 360 metros, uma boca de 60 metros, uma profundidade de 34,3 metros e um peso total de mais de 8.160 toneladas de estrutura de aço do casco, tornando-o o maior Projeto FPSO até o momento.

Ao explicar que este é o primeiro projeto sob um novo modelo entre BPA, Sembcorp Marine e COSCO Shipping Offshore em Qidong, a empresa destaca que o FPSO tem uma capacidade projetada de armazenamento de 22,5 milhões de barris e conectará 7 poços equipados com captura de CO<sub>2</sub> e geologia tecnologia de armazenamento (CCUS) usando ancoragem divergente.

No entanto, quando a Petrobras assinou um contrato com a Sembcorp Marine Rigs & Floaters para a construção do FPSO P-82 para operações no campo de Búzios, disse que o FPSO teria capacidade para produzir até 225.000 barris de petróleo por dia, processam até 12 milhões de m<sup>3</sup> de gás por dia e armazenam mais de 1,6 milhão de barris.

Na ocasião, a Petrobras também destacou que o FPSO incorporaria a chamada tecnologia de flare fechado, que aumenta o aproveitamento do gás e evita que ele seja queimado na atmosfera. Além disso, o projeto prevê a interligação de 16 poços, sendo 9 produtores e 7 injetores.

O FPSO P-82 tem entrada em operação prevista para 2026 e será a décima plataforma a ser instalada no campo de Búzios, onde a Petrobras é a operadora, com 92,6% de participação no campo, tendo como parceiras a CNOOC e a CNODC, com 3,7% cada.

Em relação a outras unidades FPSO destinadas a trabalhar no campo de Búzios, a SBM Offshore concluiu recentemente o project finance do FPSO Almirante Tamandaré no valor total de US\$ 1,63 bilhão, garantido por um consórcio de 13 bancos internacionais.



Foto: Divulgação

## Parque Tecnológico da UFRJ faz 20 anos em 2023



Foto: Divulgação

**A** Inaugurado em 2003, o Parque Tecnológico da UFRJ faz parte de um dos maiores ecossistemas de inovação do Brasil. Completando 20 anos agora em 2023, o Parque celebra as duas décadas anunciando a chegadas de mais empresas, centros de pesquisas, uma incubadora social e mais de 6 milhões de reais investidos em cooperação universidade e empresa e 110 pedidos de patentes – dados de 2022. No último dia 04 de abril, o Parque realizou uma cerimônia de abertura das celebrações com a presença de empresários, parlamentares, o Governador do Estado do Rio de Janeiro etc. O evento foi, na Inovateca, localizada no Parque Tecnológico da UFRJ – Cidade Universitária.

O Parque da UFRJ é responsável por fazer a conexão entre o conhecimento acadêmico (pesquisas, laboratórios, pesquisadores) e o setor produtivo (empresas privadas e públicas), além de órgãos do governo e agências de fomento,

com o objetivo de alavancar a inovação no país. O Parque conta hoje com 30 empresas e laboratórios de pesquisas. Entre as áreas de atuação estão óleo e gás, energia, biotecnologia, inteligência artificial, Indústrias de transformação, informação e comunicação, indústrias extrativas, construção, educação, saúde, cidades inteligentes, saúde etc.

O Parque passou pela pandemia, lançou novos programas e hoje está em pleno crescimento tendo como missão promover a inovação no país, impactando no desenvolvimento econômico e no bem-estar da sociedade. O Parque da UFRJ está inserido num dos maiores ecossistemas de inovação do país. São mais de 1.400 laboratórios, com possibilidade de compartilhamento com empresas, cerca de 40 mil alunos de graduação, 15 mil de pós-graduação e mais de 4.000 docentes.

### ***O Parque em números e novas parcerias:***

Para o ano de 2023 está prevista a instalação de uma incubadora de empresas social, a chegada de um Polo de Inovação do Agronegócio do Estado do Rio de Janeiro, uma planta piloto para o desenvolvimento de produtos biotecnológicos e um Centro de Inovação Tecnológica em Saúde em parceria com a Fiocruz.

Desde a sua inauguração em 2003, aproximadamente R\$ 230 milhões foram investidos em cooperação entre empresas e universidade em valor de contratos. Só no ano de 2022 foram R\$ 6.9 milhões em cooperação e R\$3,2 milhões em extra cooperação, ou seja, valor desembolsado pelas organizações residentes e associadas, em projetos de cooperação não-obrigatória com a UFRJ, que excedem a obrigação contratual do ano em questão. Foram 110 patentes em 2022. Atualmente cerca de 1.300 pessoas trabalham nas empresas instaladas no Parque, além dos 90 funcionários do próprio Parque Tecnológico.

### ***Eventos Parque 20 anos***

Para celebrar duas décadas de existência será realizada uma série de eventos ao longo de todo ano, com o objetivo de promover o debate sobre inovação e tecnologia na sociedade. Com uma programação extensa que contará com palestras, encontros, debates e workshops, além de uma mostra de tecnologias da UFRJ e exposição de arte, o Parque visa atrair a comunidade local e toda sociedade para o tema da inovação.

Serão diversos encontros gerais e setoriais realizados num dos maiores ecossistemas de inovação do país, com a participação de nomes renomados no mercado e com transmissão ao vivo para todo mundo. Entre as temáticas estão engenharia, biotecnologia, sustentabilidade, indústria 4.0, cidades inteligentes, mobilidade, produção automotiva, óleo e gás, energia verde, construção civil, games, esportes, biotecnologia em saúde, tecnologia médico-hospitalar, sociedade 5.0 e ciência no país.

Para Vicente Ferreira, Diretor Executivo do Parque Tecnológico da UFRJ, a inovação tem papel importante no desenvolvimento econômico de um país e na geração de bem-estar da sociedade.

“O Parque Tecnológico desenvolve um trabalho fundamental nessa missão ao conectar produtores de conhecimento e empresas. Destacar o tema inovação para a sociedade em geral, assim como a comunidade científica e o setor produtivo, é fundamental para que essas conexões se ampliem cada vez mais. É nesse sentido que o evento pretende atuar, fortalecendo a UFRJ, promovendo conexões e aproximando a sociedade dos temas ciência, tecnologia e inovação”, afirma.

As atividades do Parque 20 anos serão realizadas na Inovateca, um espaço físico e virtual para compartilhar conteúdo, conexões

## *petróleo e gás (continuação)*

e experimentação, localizado dentro do Parque, na cidade universitária.

A Inovateca é um prédio em formato de Cubo Mágico, com 2.730 m<sup>2</sup> de área construída e ambientes projetados para estimular a criatividade, a troca de conhecimento e a inovação. A Inovateca conta com auditório, arena, salas de

reunião, espaços compartilhados e janela virtual. Todo o evento contará, também, com transmissão ao vivo pelo YouTube.

“Estamos dentro do maior ecossistema de inovação do Brasil. Uma oportunidade ímpar para todos que se interessam pelo tema e desejam conhecer um pouco mais sobre o que está se produzindo no país em termos de tecnologia e inovação, fazer

networking, negócios e obter conhecimento. O Parque passou por pandemia, se reinventou, abriu novas modalidades para participação de empresas, entrou na era do digital com ambientes totalmente virtuais e segue com muitos planos e novidades para 2023” ressalta Vicente.



Foto: Divulgação

## Novo CEO liderará o Grupo Weiler Abrasivos ao próximo capítulo de crescimento

*Arjang “AJ” Roshan-Rouz traz experiência significativa na liderança de uma organização global.*



Foto: Divulgação

**A** Weiler Abrasivos, fornecedora líder de abrasivos, escovas elétricas e produtos de manutenção para condicionamento de superfícies, tem o prazer de anunciar que, após uma pesquisa global abrangente, seu conselho de administração escolheu Arjang “AJ” Roshan-Rouz como o próximo CEO. Ele sucede Chris Weiler no papel; Weiler permanecerá na empresa e atuará como presidente executivo, liderando o conselho de administração.

Roshan-Rouz, que começou como CEO em 27 de março, liderará a equipe executiva e fará parte do conselho de administração da empresa. Como CEO, suas responsabilidades de trabalho incluem desenvolver e executar estratégias, implementar planos operacionais congruentes com o plano de longo prazo da empresa e promover a cultura da empresa de acordo com os valores da Weiler Abrasivos.

“O estilo de liderança e a experiência de AJ se alinham com os valores da Weiler Abrasivos e nosso desejo de ter um CEO que possa executar nossa estratégia de negócios, além de ter a visão e a capacidade de definir e desenvolver a próxima fase do crescimento da empresa”, disse Chris Weiler. “AJ traz uma experiência significativa na liderança de uma organização global. O que realmente fez AJ se destacar foi seu claro reconhecimento e empolgação com o potencial de crescimento da Weiler Abrasivos e seu desejo de construir um negócio sustentável de longo prazo.”

Roshan-Rouz iniciou sua carreira em 1992 como engenheiro de desenvolvimento na Ford Motor Company e mais tarde foi gerente de projetos na BOSCH-USA. Ele então fez a transição para cargos internacionais na área de materiais de engenharia, trabalhando para a Umicore, onde se tornou um executivo sênior e liderou seus negócios na Ásia-Pacífico enquanto morava em Xangai.

Após seis anos na Ásia, Roshan-Rouz e sua família se mudaram para Bruxelas, onde ele era responsável pelos negócios globais de uma empresa de energia e tecnologias de superfície.

De 2016 a 2021, Roshan-Rouz atuou como CEO da 5N Plus, uma empresa de materiais de engenharia de capital aberto, onde liderou a transformação desse negócio, movendo o foco estratégico de materiais básicos para semicondutores de alto valor e materiais de desempenho. Ele também foi responsável por revigorar o pipeline de desenvolvimento de produtos da empresa e melhorar significativamente o desempenho financeiro. Roshan-Rouz estudou engenharia elétrica na Michigan Technological University e administração de empresas na Michigan State University e na University of Michigan.

Com Roshan-Rouz assumindo a responsabilidade de liderar os negócios, Chris Weiler assume o cargo de presidente executivo após quase 15 anos como CEO. Como presidente executivo, Weiler atuará como o elo direto entre a administração e o conselho de administração, liderando o conselho na supervisão da direção estratégica do negócio, garantindo que o negócio opere de forma alinhada aos valores da família Weiler.

### **Sobre o Grupo Abrasivos Weiler**

Como líder na indústria e fabricante global de soluções de condicionamento de superfícies, o Grupo Weiler Abrasivos se dedica a forjar relacionamentos colaborativos com nossos clientes em diversos mercados — Fabricação de metais; Produção industrial; e Manutenção, Reparos e Operações — para enfrentar os desafios mais difíceis de limpeza, esmerilhamento, corte, rebarbação e acabamento.

## ExxonMobil adota tecnologia de captura de carbono da Honeywell

*A tecnologia Honeywell irá contribuir com a redução das emissões de CO2 no complexo Baytown da ExxonMobil.*



**A** Honeywell anuncia parceria com a ExxonMobil, multinacional americana de petróleo e gás, que adotará o Sistema de Fracionamento de CO2 e Purificação de Hidrogênio, tecnologia da Honeywell voltada para a captura de carbono.

– A instalação será feita no complexo integrado em Baytown, Texas. A solução permitirá que a ExxonMobil capture cerca de 7 milhões de toneladas de dióxido de carbono (CO2) por ano, o equivalente às emissões de 1,5 milhão de automóveis durante o mesmo período.

A tecnologia de captura de carbono da Honeywell UOP fará parte do projeto de instalação de produção de hidrogênio de baixo carbono da ExxonMobil e permitirá a captura de mais de 98% das emissões de CO2 associadas.

O complexo de Baytown da ExxonMobil passará a produzir

hidrogênio, amônia, e contará com o sistema de captura de CO2, desta forma, a instalação será responsável por gerar cerca de um bilhão de pés cúbicos de hidrogênio por dia, tornando-se o maior produtor de hidrogênio de baixo carbono do mundo, com início previsto para 2027-2028.

O complexo integrado de Baytown da ExxonMobil detém a maior planta de olefinas dos Estados Unidos, tendo aproximadamente 13 quilômetros quadrados ao longo do Canal de Navegação de Houston.

“O investimento da ExxonMobil em tecnologia de captura de carbono demonstra nosso compromisso em apoiar os clientes em seus esforços de descarbonização e em reduzir as emissões em nossas próprias operações”, disse Dan Ammann, presidente da ExxonMobil Low Carbon Solutions. “A escala deste projeto deve permitir até 30% das emissões de Escopo 1 e 2 em nossa instalação de Baytown, mudando de gás natural como fonte de combustível para hidrogênio de baixo carbono”. “O uso da tecnologia da Honeywell permite que a ExxonMobil reduza as emissões de CO2 em grande escala”, disse Barry Glickman, vice-presidente e gerente geral de Soluções de Tecnologia Sustentável da Honeywell. “Nossa tecnologia de captura de carbono permite reduções significativas de emissões e pode desempenhar um papel importante na transição energética”.

Com mais de 50 anos de experiência em processamento de gás, a Honeywell tem ampla experiência com tecnologias comprovadas de captura de carbono e processamento do hidrogênio.

As novas soluções avançadas de captura de CO2 da Honeywell, por meio de solventes de última geração, permitem que o CO2 seja

capturado, transportado e armazenado a um custo baixo e com maior eficiência, permitindo equipamentos menores e despesas operacionais mais baixas em comparação com as tecnologias existentes.

Atualmente, 15 milhões de toneladas por ano de CO2 são capturadas e destinadas a diversas aplicações por meio das Soluções de captura de CO2 da Honeywell.

As instalações de sistemas de captura de CO2 atualmente instalados com a tecnologia Honeywell têm capacidade para capturar aproximadamente 40 milhões de toneladas de CO2 por ano.



# Petrobras inicia contratação de duas plataformas destinadas ao projeto Sergipe Águas Profundas

*Unidades serão estratégicas para ampliar oferta de gás nacional.*

**A** Petrobras iniciou o processo de contratação para afretamento de dois navios-plataformas destinados ao projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP), na Bacia de Sergipe-Alagoas, a cerca de 100 km da costa. Do tipo FPSO (sistema flutuante de produção, armazenamento e transferência de petróleo), as unidades serão estratégicas para ampliar a disponibilidade do gás nacional, além de abrir uma nova fronteira de produção na região Nordeste.

“O projeto Sergipe Águas Profundas se destaca pelas reservas expressivas, com potencial de impulsionar a oferta de gás natural no país e reduzir nossa dependência à importação desse insumo”, disse o presidente da Petrobras, Jean Paul Prates. “Outra vantagem é que o gás é o combustível crucial de transição energética. Não só por sua versatilidade de aplicação – como fonte de energia para as mais diversas indústrias – e previsibilidade de entrega, mas principalmente por sua eficiência em emissões”, complementou ele. Cada plataforma (SEAP I e SEAP II) terá capacidade de processar, diariamente, até 120 mil barris de petróleo (bpd). O óleo da região é leve, considerado de boa qualidade, entre 38 e 41 graus API – e, portanto, de maior valor comercial. Juntas, as duas unidades terão potencial de ofertar até 18 milhões de m<sup>3</sup> de gás por dia.

## **Nova frente de investimentos**

Com volume substancial de gás, o projeto abre um novo horizonte de investimentos, trazendo uma série de oportunidades para o setor e para os estados de Sergipe e Alagoas. Além disso, vai viabilizar no país um novo marco



Foto: Divulgação

tecnológico: a implantação de um projeto de produção em profundidade d’água acima de 2500 metros (alcançando até 3 mil metros), incorporando inovações de última geração. Os dois FPSO’s serão unidades afretadas e, nas suas especificações técnicas, a Petrobras utilizou soluções avançadas – como o aprimoramento no sistema de tratamento e injeção de água produzida no reservatório, além de novas tecnologias com maior eficiência na redução das emissões de gases de efeito estufa.

## **Sergipe Águas Profundas**

Em dezembro de 2021, foi declarada a comercialidade de sete campos em águas profundas na Bacia de Sergipe-Alagoas: Agulhinha, Agulhinha Oeste, Budião, Budião Noroeste, Budião Sudeste, Cavala e Palombeta.

O projeto SEAP I abrange as jazidas pertencentes aos campos de Agulhinha, Agulhinha Oeste, Cavala e Palombeta, localizados nas concessões BM-SEAL-10 e BM-SEAL-11. A Petrobras é operadora das concessões BM-SEAL-11 – com 60% de participação, em parceria com a IBV Brasil Petróleo LTDA (40%) – e BM-SEAL-10, onde detém 100% de participação.

O projeto SEAP II abrange jazidas pertencentes aos campos de Budião, Budião Noroeste e Budião Sudeste, localizados nas concessões BM-SEAL-4, BM-SEAL-4A e BM-SEAL-10, respectivamente. A Petrobras é operadora das concessões BM-SEAL-4 – com 75% de participação em parceria com a ONGC Campos Limitada (25%) – e BM-SEAL-4A e BM-SEAL-10, onde detém 100% de participação.

# Campos maduros: em compasso de espera

Por Julia Vaz



Foto: Divulgação

**P**rorrogação de contrato de concessão (por até duas décadas), com direito a novo plano de desenvolvimento; redução de até 5% de royalties sobre a produção incremental de petróleo e gás com novos investimentos na revitalização, para aumentar o fator de recuperação e, conseqüentemente, agregar novas reservas.

Estes são alguns dos 'incentivos' que foram dados às companhias independentes e investidores para que 'reforcem' suas apostas nos campos maduros e marginais marítimos e terrestres. São considerados maduros os campos com 25 anos de produção ou que a produção acumulada seja maior ou igual a 70% dos volumes recuperáveis considerando as reservas 1P (provadas).

De acordo com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), há cerca de 300 campos maduros em 13 bacia sedimentares, elegíveis para a redução de royalties em até 5% na produção incremental (Resolução ANP no 749/2018).

O que é esperado em função de novos investimentos que vêm sendo feitos pelas companhias independentes como a PetroRecôncavo, por exemplo, que prevê mais de R\$ 1 bilhão de investimentos no Nordeste este ano (mais de 25% acima do volume investido em 2022, que foi cerca de R\$ 800 milhões).

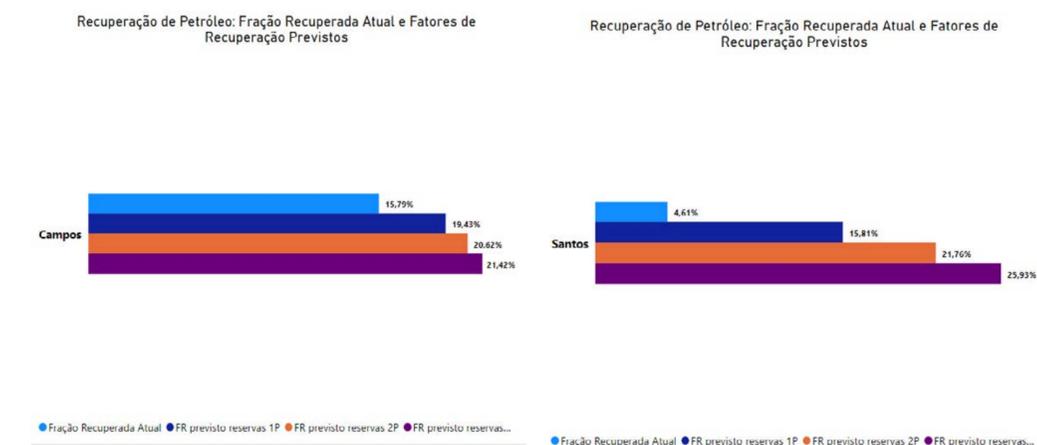
Segundo o presidente da PetroRecôncavo, Marcelo Magalhães, a maior parte dos investimentos será na recuperação de poços existentes e perfuração de novos: no ano passado, a companhia perfurou 40 poços, mas prevê aumentar este número, perfurando cerca de cem novos poços de desenvolvimento por ano, uma vez que tem mais de 500 locações definidas no portfólio.

A Petrobras prevê mais de US\$ 18 bilhões em investimentos nos próximos 5 anos, para elevar em 50% a capacidade de produção das reservas situadas na bacia de Campos, na qual estão localizados grande número de campos maduros da companhia.

Em janeiro, ao informar que realizou a maior adição de reservas de sua história (2 bilhões de boe), pelo segundo ano consecutivo, a petroleira atribuiu esse resultado não somente ao desenvolvimento do campo de Búzios, como também aos novos projetos para aumento da recuperação de petróleo em outros campos dessa bacia, bem como da de Santos.

As duas maiores produtoras do país têm alto potencial de aumento do fator de recuperação (FR), que é o percentual que se acredita ser possível extrair de uma reserva encontrada. A

bacia de Campos tem 15,7% de fração recuperada (sendo 20% a fração prevista até então das reservas provadas) e Santos tem fração recuperada inferior a 4% e o fração prevista é de 13%. (veja tabelas abaixo da ANP).



<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaMjk1ZDA3YmU-tZjc5ZC00NjIzLWFhY2QtMTMwZkODAxOGJiMGFjliwidCI6IjQ0OTI0mNGZmLTl0YTtytNGl0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzkyZkYzMyJ9>

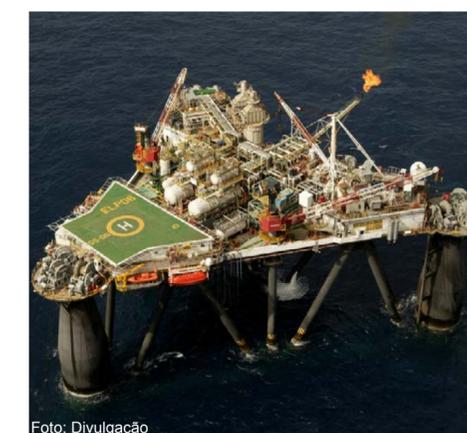


Foto: Divulgação

As estimativas da ANP são de que o aumento de 1% do fator de recuperação médio dos campos maduros terrestres vai resultar em mais de 200 milhões de barris de petróleo (bbl) em novas

Mas há uma busca contínua por novas tecnologias e processos para aumentar o FR, que superam os 70% em média, em campos da Noruega, e chegam a quase 50%, no Reino Unido. É justamente a possibilidade de aumentar esse FR e se extrair mais petróleo das reservas que alimentam as expectativas das independentes.

**matéria de capa (continuação)**

reservas. Já no ambiente offshore, esse número salta para 878 milhões de bbl.

**Fator de Recuperação**



Seguindo as recomendações do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a ANP vem aprovando diversas resoluções para aumentar ainda mais a atividade dos campos maduros e marginais. Nos últimos seis anos foram três resoluções com foco na prorrogação de contratos, que resultaram, até setembro de 2022, em 76 prorrogações de contratos, com uma média de 20 anos adicionais, havendo outras 44 solicitações de prorrogação em análise.

Já a Resolução ANP Nº 877, de maio de 2022, enquadrou os “campos e acumulações de petróleo e gás natural que apresentem economicidade ou produção marginal”, além de definir que os campos devolvidos serão automaticamente marginais.

Há limites diferenciados por ambiente, critérios de vazão, grau API e BSW (porcentagem de água e sedimentos em relação ao volume total de líquidos produzido no campo), conforme quadro ao lado.

**Campos Marginais**

**Campos Terrestres**

- produção total de até 900 boe/dia;
- produção total de até 1.800 boe/dia para campos de gás natural;
- produção total de até 1.350 boe/dia e grau API inferior a 22; ou
- BSW superior a 98%;

**Campos de Águas Rasas**

- produção total de até 2.000 boe/dia;
- produção total de até 4.000boe/dia para campos de gás natural;
- produção total de até 3.000boe/dia e grau API inferior a 22; ou
- BSW superior a 90%;

**Campos de Águas Profundas**

- produção total de até 20.000 boe/dia;
- produção total de até 40.000boe/dia para campos de gás natural;
- produção total de até 30.000boe/dia e grau API inferior a 22; ou
- BSW superior a 85%;



PERBRAS

A PERBRAS, com sede em Catu -BA, é uma empresa consolidada no mercado de Sondas Terrestres, com abrangência em todo o território brasileiro e em várias vertentes de serviço de petróleo. A variedade de serviços demonstra a facilidade da PERBRAS em alcançar nível de excelência em todas as frentes de serviço do segmento de Óleo e Gás.



MISSÃO

Ser REFERÊNCIA em Prestação de Serviços na indústria de Óleo e Gás com Inovação, Segurança, Sustentabilidade e Menores Preços.



NEGÓCIO

Empreender serviços sob demanda.

★ **MANUTENÇÃO INDUSTRIAL:** Manutenções preventiva e corretiva de mecânica, elétrica, instrumentação e automação, além de serviços de usinagem, pintura, soldagem e calderaria, montagem e desmontagem de unidade de bombeio.

★ **SERVIÇOS:** Teste hidrostático, Inspeção de dutos e linhas de Tubulações. UCAQ/UCOQ, Registros de nível e estáticos, Bombemento de fluidos. Fabricação e manutenção de sondas com certificação API

★ **Operação de estação e campo**

★ **Também comercializamos equipamentos e produtos para o segmento de Óleo e Gás. PERBRAS LOJA**



**SPM (SONDA MARÍTIMA)**

Algumas das atividades em destaque:

- Serviço de Supervisão de Sonda
- Serviço de Sondagem de SPM, SM e SS
- Manuseio de Tubos e Fluidos de Sondagem
- Serviço de Manuseio e Manobra de Colunas
- Serviço de Apoio Geral à Operação



**SPT (SONDA TERRESTRE)**

A PERBRAS opera com Sondas de Produção Terrestre com capacidade entre 60.000lb e 300.000lb, aptas para realizar qualquer tipo de intervenção em poços de petróleo e gás natural, atendendo aos princípios de Qualidade, Segurança e Meio Ambiente.



**SLICK LINE**

Possuímos equipamentos e conjuntos completos para realizar as atividades de slickline. Onshore e Offshore



**SERVIÇOS COM SONDA DE PERFURAÇÃO**

Serviços com sonda de perfuração terrestre com capacidade de perfuração de poços até 3.000,00 metros

**CERTIFICAÇÕES**



Engenharia Genuinamente Brasileira

**SEDE PERBRAS**  
Rua Engênio Narciso Barbosa, S/N  
Bairro Pioneiro - Catu-BA 48110-000

Telefones:  
BA: (71) 3599-0844 RJ: (22) 2763-3132  
ES: (27) 99782-7062 SE: (79) 3268-1063  
RN: (84) 99864-1102 RS: (51) 3785-2858

PERBRAS LOJA/Catu-BA .....(71) 3838-9075



## matéria de capa (continuação)

As expectativas eram altas há um ano: segundo levantamento feito pela Agência em abril de 2022, os novos operadores de 124 campos do programa de desinvestimento da Petrobras, com cessão de direito concluída, previam alcançar um crescimento de 150%, em conjunto, até 2026.

No início desse ano, o total de ativos repassados integralmente aos novos controladores chegava perto de 150 campos. Mas não houve nova previsão de crescimento da produção. Mas as independentes vêm mantendo sua aposta, ainda que haja um clima de incerteza em relação a alguns projetos.

Isso se deve ao pedido do Ministério de Minas e Energia à Petrobras para suspender, por 90 dias, a venda de ativos do programa de desinvestimento, desde que a interrupção dos negócios “não colocasse em risco os interesses intransponíveis” da empresa.

A Petrobras já manifestou que as avaliações feitas não mostram qualquer fundamento para suspender os contratos assinados, como os dos polos terrestres Potiguar e Norte Capixaba, bem como os polos offshore de Golfinho e Camarupim (pós-sal da bacia do Espírito Santo), campos de Pescada, Arabaiana e Dentão, em águas rasas da bacia Potiguar.

Contudo, outros ativos importantes ainda não têm contrato final assinado, como o Polo Bahia (terrestre), em negociação com o consórcio PetroReconcavo e Eneva, os campos em águas rasas e profundas na Bahia, Ceará e Rio de Janeiro; bem como o campo de Tartaruga, em águas rasas na Bacia Sergipe-Alagoas e ainda os campos Uruguá e Tambaú, em águas profundas na bacia de Campos, entre outros.

A Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás Natural (ABPIP) aplaudiu a posição da

Petrobras, a qual considerou “um passo fundamental para confirmar a manutenção da segurança jurídica e previsibilidade”. A entidade espera posicionamento semelhante para os outros ativos em negociação, “considerando a legítima expectativa daquelas empresas que se encontram em fase avançada de fechamento de contratos”. E reitera a importância da manutenção do programa de desinvestimentos iniciado em 2015, no governo Dilma, o qual “se consolidou com uma ferramenta de desenvolvimento regional, interiorizando importantes investimentos privados com resultados positivos sob todos os aspectos”.

### **Revitalização de campos maduros offshore em debate**

Fator decisivo para aumentar o fator de recuperação e agregar novas reservas, a revitalização desses ativos é um dos temas de um evento técnico inédito promovido pelas seções Brasil e Macaé da Society of Petroleum Engineers (SPE): 1º Workshop SPE Brasil de Campos Maduros Offshore, que se realizará nos dias 30 e 31 de maio de 2023 no Hotel Royal Atlântico, em Macaé (RJ).

Veja programação completa aqui: <https://wcmo.spemacae.org/so-bre-o-wcmo/>

“O cenário de produção de óleo e gás no Brasil tem mudado muito ultimamente. A chegada das independentes trouxe revitalização dos campos maduros, novas oportunidades tanto de emprego quanto de crescimento das empresas e melhoria do quadro social do nosso país. Um novo mercado também tem tudo para crescer compartilhamento de recursos críticos”, pontua Maurício Diniz, diretor de E&P da 3R Petroleum, que é co-chair do evento junto com Cesar Cunha, gerente executivo de Águas Profundas da Petrobras, que apoia a iniciativa.

Casos bem-sucedidos de revitalização, integridade de topside, sistemas subsea e poços, fator de recuperação e clima & meio ambiente são os temas centrais das cinco sessões que vão reunir representantes de operadoras e empresas fornecedoras de bens e serviços durante dois dias.



Foto: Maurício Diniz, diretor de E&P da 3R Petroleum - Divulgação

“Aumentar o fator de recuperação de um campo maduro deveria ser um grande objetivo de todo engenheiro de petróleo. Produzir o óleo de campos maduros é necessário e estratégico: necessário porque, para a sobrevivência de nossa indústria, precisamos aumentar nossa eficiência e reduzir nossa pegada de carbono. E não é razoável deixar na rocha um recurso que a natureza levou milhões de anos para gerar. E estratégico porque o óleo de um campo maduro é (ou deveria ser) mais barato e de baixíssimo risco: eu sei onde ele está, sei como produzi-lo, enfim, sei o que fazer e o que não repetir”, observa o presidente da SPE Brasil, Carlos Alberto Pedroso.

Master Engineer Completion da Enauta, Pedroso ressalta que a SPE promove regularmente eventos com o intuito de compartilhar conhecimentos sobre diversos os temas mais relevantes para a indústria, incluindo campos maduros. “A maioria, no entanto, voltado os ativos onshore. Neste ano, numa iniciativa inovadora no Brasil, o foco é offshore. Venha discutir conosco este importante tópico”, convida.

## SBM Offshore obtém financiamento de 13 bancos para o maior FPSO com destino ao Brasil



Foto: Divulgação

**A** SBM Offshore concluiu o financiamento do projeto de um FPSO, destinado a trabalhar no campo de Búzios, por um total de US\$ 1,63 bilhão, garantido por um consórcio de 13 bancos internacionais. Esta será a maior unidade produtora de petróleo operando offshore no Brasil e uma das maiores do mundo, com base em dados anteriores. O FPSO funcionará para a Petrobras.

Após uma Carta de Intenções vinculativa de fevereiro de 2021, a SBM Offshore assinou contratos com a Petrobras para o arrendamento e operação de 26,25 anos do FPSO Almirante Tamandaré em julho de 2021.

A empresa obteve um empréstimo-ponte de US\$ 635 milhões

para o financiamento da construção do FPSO em Setembro de 2021. Em janeiro de 2022, a empresa vendeu uma participação minoritária no FPSO para duas empresas japonesas.

Em uma atualização a SBM Offshore divulgou que havia assinado o financiamento do projeto do FPSO Almirante Tamandaré no valor total de US\$ 1,63 bilhão, fornecido por um consórcio de 13 bancos internacionais com cobertura de seguro de 4 agências internacionais de crédito à exportação (CEA).

De acordo com a empresa, o financiamento é composto por cinco linhas de crédito separadas com cerca de 6,3% do custo médio ponderado da dívida e um vencimento pós-conclusão de 14 anos, tanto para as linhas cobertas pela ECA quanto para a linha não

coberta. Além disso, o projeto do FPSO incorpora o novo casco multiuso Fast4Ward da SBM Offshore, que estava quase pronto no estaleiro em fevereiro de 2023, enquanto a fabricação dos topsides estava progredindo ao longo do caminho. Segundo a SBM Offshore, este FPSO será a maior unidade produtora de petróleo do Brasil, com capacidade de processamento de 225 mil barris de petróleo e 12 milhões de m<sup>3</sup> de gás por dia.

O FPSO terá uma intensidade estimada de emissão de gases de efeito estufa (GEE) abaixo de 10 kgCO<sub>2</sub>e/boe e se beneficiará de tecnologias de redução de emissões, como a tecnologia de flare fechado, que aumenta o aproveitamento do gás, evitando que ele seja queimado na atmosfera. O primeiro óleo está previsto para 2024, conforme planejado.

O FPSO Almirante Tamandaré, que pertence e é operado por uma sociedade de propósito específico pertencente a empresas afiliadas da SBM Offshore (55 por cento) e seus parceiros (45 por cento), será implantado no campo de Búzios, na Bacia de Santos, a aproximadamente 180 quilômetros offshore do Rio de Janeiro, no Brasil. A Petrobras está operando o campo em parceria com a CNOOC e a CNOOC.

Em relação às atividades recentes da SBM Offshore, vale a pena notar que outro de seus FPSOs, que trabalhará para a ExxonMobil na Guiana após a conclusão, entrou recentemente em doca seca no estaleiro Keppel em Cingapura.

Este é o maior FPSO da empresa até o momento e será usado para o quarto desenvolvimento da ExxonMobil no bloco Stabroek, chamado de **projeto de desenvolvimento Yellowtail**.

## Halliburton é escolhida pela Petrobras

*A Petrobras, escolheu a plataforma digital da Halliburton para acelerar a transformação digital e enfrentar os desafios do subsolo.*



Foto: Divulgação

**A** Halliburton revelou que a Petrobras usará sua plataforma digital Landmark iEnergy.

Isso ocorre depois que as empresas assinaram um contrato que dá à Petrobras acesso a todo o Halliburton Landmark

DecisionSpace 365 Geoscience Suite, incluindo tecnologias de próxima geração baseadas em nuvem, como motor sísmico, modelagem de terra escalável, interpretação litológica assistida, DS365.ai e previsões Neftex para apoiar seus programas estratégicos de exploração e produção.

Nagaraj Srinivasan, vice-presidente sênior da Landmark, Halliburton Digital Solutions e Consulting, comentou: “O uso do DecisionSpace 365 na nuvem híbrida iEnergy representa a próxima mudança na experiência do usuário e no valor comercial para a Petrobras, reduzindo o custo total de propriedade.

A migração de ambientes locais e de nuvem privada para um conjunto de geociências em escala empresarial em um ambiente seguro de nuvem pública permite que os geocientistas e engenheiros da Petrobras extraiam mais valor de seus dados e tomem decisões mais informadas todos os dias.”

De acordo com a Halliburton, a plataforma digital iEnergy, que alimenta os aplicativos de nuvem DecisionSpace 365, é “a primeira nuvem híbrida do setor de E&P projetada para implantar, integrar e gerenciar aplicativos de nuvem sofisticados”.

A plataforma digital contém soluções para geologia, geofísica e engenharia em uma nuvem pública, juntamente com processamento de alto desempenho e aprendizado de máquina.

Marta Abrão, gerente geral de Dados de Exploração e Tecnologias de Aplicação da Petrobras, comentou: “Estamos confiantes de que novas tecnologias como o iEnergy podem acelerar a transformação digital e otimizar nossas atividades exploratórias”.

O acordo com a Petrobras ocorre apenas uma semana depois que a Halliburton anunciou um acordo semelhante com a Hess Corporation, que decidiu implementar poços digitais usando o conjunto de construção de poços da gigante dos serviços petrolíferos dos EUA.

## Com muito 'gás' para empreender

Entrevista Renata Isfer, Sócia-fundadora da Interalli Gás e Energia

Por Julia Vaz



Foto: Divulgação

*“A expectativa da abertura do mercado de gás natural aliada às melhorias regulatórias na exploração e produção onshore formam o cenário ideal para novos investimentos no setor de óleo e gás. Estamos aproveitando essa oportunidade única para criar uma empresa inovadora, com o objetivo de ser uma líder no setor, sempre atenta à transição energética, sustentabilidade, responsabilidade social e diversidade”.*

*Foi assim que Renata Beckert Isfer anunciou a criação da Interalli Gás e Energia. Com a mesma paixão a qual se dedica a todos os projetos que abraça. Ex-secretária de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do*

*Ministério de Minas e Energia (MME), órgão no qual atuou de 2016 a 2021, Isfer soma mais de 14 anos como procuradora federal na Advocacia-Geral da União (AGU). Mestre em Direito, Políticas Públicas e Desenvolvimento Econômico na Uniceub, ela é cocriadora do movimento "Sim, elas existem", que busca a igualdade de gênero na Administração Pública, e do Programa de Mentoria "EmpodereC".*

*Nessa entrevista ela fala por que acredita no potencial do Brasil e mostra que não fica nas palavras, pois Renata Isfer gosta mesmo do desafio de empreender.*

## entrevista exclusiva (continuação)

Oil & Gas Brasil: **A Interalli Gás e Energia completou recentemente dois anos de existência, em um cenário de retomada da produção de óleo e gás em terra e do surgimento de novas empresas nesse setor. Como está o posicionamento de vocês nesse mercado?**

**Renata Isfer:** A Interalli Gás e Energia atua, por meio da Energy Paranã, em 15 contratos de concessão de exploração e produção de petróleo e gás natural, sendo 11 blocos exploratórios na bacia do Espírito Santo e 4 blocos na bacia de Tucano Sul, na Bahia. A Energy Paranã é uma joint venture formada com a EnP Energy Plataforma, na qual cada uma detém 50% da empresa, e os blocos são operados pela Imetame Energia.

Nossa maior perspectiva é na bacia de Tucano Sul, a nova fronteira do gás natural onshore no Brasil. A produção atual é de 40.000 m<sup>3</sup>/dia, dentro do escopo do teste de longa duração – TLD que está sendo realizado no Reservatório Abundância, e já temos um cronograma de perfurações para a fase de produção. O gás natural é nosso principal foco de atuação empresarial.

A Energy Paranã estará na próxima Bahia Oil & Gas Energy, que ocorrerá entre 24 e 26 de maio em Salvador, um evento que está se tornando referência para o ambiente de negócios onshore. No geral, estamos muito otimistas com os próximos passos da empresa.

Oil & Gas Brasil: **Você, enquanto atuava no Ministério de Minas e Energia, participou ativamente dos programas que buscavam a criação de um mercado de gás no Brasil e o aproveitamento do potencial brasileiro, como o Gás para Crescer e o Novo Mercado de Gás. Como está o cenário atual e as perspectivas para o crescimento do setor?**

**Renata Isfer:** Eu gosto de dizer que o motivo de ter virado

investidora no setor de gás natural é porque sempre acreditei no potencial do Brasil e na relevância do gás natural para a transição energética, para a segurança energética de nossa matriz elétrica e para o crescimento da indústria brasileira. Os interesses estão alinhados e é imperioso acelerar esse processo.

Dentre os gargalos identificados para o desenvolvimento do setor, ainda precisamos avançar muito em dois deles: a dominância da Petrobras e o aprimoramento regulatório. Quanto ao primeiro, há dois pontos mais relevantes: a promoção da liberação da capacidade contratada nos gasodutos de transporte e demais infraestruturas (capacity release) e a redução da concentração de oferta, que hoje é de cerca de 80%, por meio de gas release.

Essas questões já estão endereçadas na Lei n. 14.134/2021 e no Decreto n. 10.712/2021, mas a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ainda não conseguiu dar efetividade às previsões normativas, dadas as limitações de pessoal e a complexidade do desafio. É preciso superar essas dificuldades se queremos que o país avance.



Foto: Divulgação

Outras atualizações regulatórias promovidas pela Nova Lei do Gás também precisam ser reguladas ou atualizadas, como aquelas relativas ao Sistema de Transporte de Gás Natural e às tarifas de transporte, estocagem subterrânea de gás natural – ESGN, distribuição de GNL e GNC, dentre outras.

Nesse tema, soa até repetitivo mencionar a imprescindibilidade do avanço das regulações estaduais, no que toca à distribuição de gás canalizado. É preciso ter transparência, previsibilidade e a possibilidade de escolha do fornecedor de gás pelo usuário se queremos ampliar a demanda por parte das indústrias e do setor de energia elétrica.

Oil & Gas Brasil: **Falando em demanda de gás natural, o governo federal recentemente criou um Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar – GT-GE, que tem como objetivo, dentre outras coisas, aumentar a oferta de gás natural da União no mercado doméstico, por meio da permuta de hidrocarbonetos (swap), reduzir a reinjeção de gás natural, aumentar a disponibilidade de gás natural para a produção nacional de fertilizantes e petroquímicos. Qual sua opinião sobre esse programa?**

**Renata Isfer:** Primeiro, ficou claro que a necessidade de aproveitamento do gás natural brasileiro é uma unanimidade até entre ideais políticos divergentes. Todos concordam que devemos trabalhar para esse fim e, nesse sentido, a reinjeção do gás natural em jazidas que possuem gás natural associado ao óleo é um desperdício de um recurso natural escasso e necessário para o desenvolvimento do país.

Um dos passos essenciais para o aproveitamento do gás natural é a abertura do mercado, eis que a Petrobras não detém capacidade de sozinha realizar todos os investimentos necessários para a autossuficiência de hidrocarbonetos, seja no *upstream*, seja no *downstream*.

O exemplo da exploração e produção onshore é muito claro

## entrevista exclusiva (continuação)

nesse sentido. O receio das populações locais com a saída da empresa de ativos foi substituído pela satisfação de ver a geração de empregos diretos e indiretos, o crescimento das economias locais e o próprio orgulho de fazer parte de um projeto que traz melhorias para todos, independentemente de quem é a empresa que está assumindo essas atividades.

Por essa razão, a atração de novos investidores, com o fim do monopólio exercido pela estatal, é indispensável para o crescimento da economia brasileira e o bem-estar de nossa população. Os resultados já estão sendo vistos, mas, especialmente no que toca ao gás natural, como respondido na questão anterior, ainda há um importante caminho a ser trilhado.

Especificamente no que toca ao gás natural do pré-sal, o legislador brasileiro já fez uma opção, ao criar o regime de partilha de produção em 2010, de priorizar o abastecimento do mercado nacional, o que abarca os objetivos de aumentar a disponibilidade do gás natural para a demanda industrial e a redução da reinjeção. Está claro que as empresas privadas

estão tendo dificuldades na elaboração de projetos economicamente viáveis de aproveitamento do gás natural associado. Assim, o swap de óleo da União por gás natural e a atuação da PPSA na comercialização desse gás para as demandas nacionais são uma saída engenhosa que tem grande potencial de funcionar para o objetivo previsto, especialmente com a união de esforços com as empresas que atuam no pré-sal e que tem interesse em monetizar o gás natural.

A demanda sempre foi um gargalo para a monetização do gás natural e a soma da abertura do mercado de gás natural com políticas que tragam efetividade à diretriz legal de priorização do abastecimento nacional no que toca ao gás natural do pré-sal contribuirá para a segurança de investidores de setores que dependem desse insumo tão valorizado nos dias atuais, para o consequente aumento na industrialização do país e para a viabilização econômica de infraestruturas essenciais para esse crescimento, como a construção dos gasodutos previstos pelo Plano Indicativo de Processamento e escoamento de Gás. Natural – PIPE e pelo Plano Indicativo de Gasodutos – PIG, ambos elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

**Oil & Gas Brasil: *O Gás para Empregar também menciona a necessidade de integração do gás natural à estratégia nacional de transição energética para contemplar sinergias e investimentos que favoreçam o desenvolvimento de soluções de baixo carbono, como o biogás/biometano, hidrogênio de baixo carbono, cogeração industrial e captura de carbono. Como você está vendo o planejamento nacional para a transição energética e essa integração?***

**Renata Isfer:** Eu sinto falta de um planejamento centralizado, organizado e programático para a questão. Existem políticas para o gás natural. Está sendo criada uma política para o hidrogênio e desenhado um modelo para eólicas offshore. Existe um lobby fortíssimo em prol da geração distribuída fotovoltaica. Há uma movimentação no Ministério do Meio Ambiente para cuidar das Mudanças Climáticas e outra no Ministério do Planejamento. O

Ministério da Indústria e do Comércio pensa em políticas industriais verdes e o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento tem ensaiado estudos para redução das emissões de gás de efeito estufa pelo setor. Mas falta conversar. Falta estruturar. Falta integrar todas essas políticas públicas, bem como os Ministérios do Desenvolvimento Social, da Integração Nacional (especialmente a Secretaria de Defesa Civil) e a Casa Civil. Somente assim construiremos as melhores soluções que englobem todos os efeitos das mudanças climáticas já presentes em nossa realidade e que crescem em progressão geométrica.

**Oil & Gas Brasil: *E quanto à integração do gás a outras fontes energéticas...***

**Renata Isfer:** Especificamente sobre a integração da política do gás natural com o biometano, hidrogênio e captura de carbono, essa é uma tendência mundial que precisa ser estudada e executada o quanto antes. Já existe a equiparação do biometano ao gás natural, mas as medidas que visam o aproveitamento do gás nacional ainda estão muito focadas no hidrocarboneto fóssil. Precisamos de políticas públicas de incentivo ao biometano e à



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

## entrevista exclusiva (continuação)

sua integração com as redes de gasodutos de gás canalizado, seja de transporte, seja de distribuição. O biometano é uma fonte de energia limpíssima, cujo potencial em nosso país é enorme e que começa a crescer, mas ainda em velocidade aquém do nosso potencial.

O hidrogênio, por sua vez, é a fonte energética queridinha do momento. A Europa já começa a planejar sua infraestrutura para o transporte do insumo por meio de gasodutos, inclusive com aproveitamento daqueles hoje destinados ao transporte de gás natural e o Brasil não pode apenas correr atrás do prejuízo quando a transição estiver consolidada. A integração das políticas é essencial e o governo fez um golaço ao incluir o tema no GT-GE, bem como ao buscar a integração com a cogeração e à captura de carbono.

**Oil & Gas Brasil: A sua atuação em prol da diversidade e inclusão, especialmente na defesa da participação feminina no setor de energia é bastante conhecida, especialmente pelas iniciativas Sim, elas existem! e EmpodereC. Como contextualizar esse tema com a transição energética? E como você avalia o momento atual em relação à participação feminina nos principais cargos de liderança do setor?**

**Renata Isfer:** O primeiro ponto a ressaltar é que as mulheres, os negros e as populações mais pobres são as mais afetadas pelas mudanças climáticas. Os efeitos danosos à saúde são mais sentidos por essa parcela da população, que tem mais exposição às emissões de carbono ao cozinhar e a riscos de explosão pela utilização de lenha, além de ter menos acesso a hospitais e tratamentos de saúde, além de estarem mais susceptíveis a situações de calamidade pública, como as enchentes que tem assolado o país esse ano.

A falta de acesso à energia acaba reduzindo as opções de trabalho das mulheres, que ficam responsáveis pelo trabalho doméstico e deixam de atuar no mercado de trabalho.

E justamente as mulheres e os negros têm uma participação baixíssima na elaboração de soluções criativas, inovadoras e disruptivas que são necessárias para superar os desafios da transição energética. A não participação desse grande percentual da população brasileira é o desperdício de talentos que podem fazer e fazem a diferença. Estamos deixando de lado talentos incríveis simplesmente por não os considerar como opções.

Vindo do setor público, entendo que o exemplo e o incentivo do governo são fundamentais para alcançarmos nossos objetivos.

Assim, fico frustrada quando vejo que, após alguns avanços

recentes na diversidade no setor de energia, hoje não temos nenhuma Secretária no Ministério de Minas e Energia, nenhuma Diretora na Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, e que a participação feminina nos cargos de liderança do setor público na área de energia foi reduzida. Também não há negros e pardos. Não é por falta de mulheres competentes, isso a lista do *Sim, elas existem!* já provou, mas é necessário um efetivo engajamento com a diversidade e inclusão para que as intenções saiam do papel e tragam todos os benefícios que são consequentes, especialmente num momento tão importante como o que estamos vivendo em função das mudanças climáticas.



Foto: Divulgação

# WEG lança robô móvel autônomo para otimizar operações de manufatura e intralogística na indústria

*Novo produto compõe escopo de soluções WEG voltadas para a indústria 4.0.*



Foto: Divulgação

**A** WEG acaba de lançar ao mercado a primeira versão do WMR (WEG Mobile Robot), um robô autônomo que pretende melhorar a eficiência operacional das atividades realizadas nas indústrias que necessitam de transportes internos.

Desenvolvido para otimizar processos que normalmente demandam esforços repetitivos na intralogística, o novo robô da WEG é um sistema AMR (Autonomous Mobile Robot), conhecido pelo diferencial de estratégia de navegação natural ou por contorno que, por métodos como o SLAM (Simultaneous Localization and Mapping), realiza uma

navegação autônoma, desviando de obstáculos dinâmicos em seu percurso e replaneja rotas alternativas automaticamente quando situações de bloqueio são identificadas.

“O lançamento desse produto inovador é uma das estratégias da companhia de trazer à indústria um diferencial em termos de ganho de eficiência. O equipamento tem alimentação puramente elétrica e de baterias, o que significa que possibilitará ganhos adicionais de consumo de recursos para os nossos clientes, que já se mantêm alinhados as tecnologias da indústria 4.0”, destaca Carlos José Bastos Grillo, Diretor Superintendente da WEG Digital & Sistemas.

O sistema de segurança para prevenção de colisões é um dos diferenciais do produto, que o torna viável ao trabalho de

transporte e movimentação de cargas em meio as áreas compartilhadas com os operadores. Além disso, o produto acompanha acessórios como bateria, joystick e estação de carregamento.

O cliente também consegue monitorar e comandar a frota de robôs através do software WMR Fleet Management, que é capaz de integrar robôs do tipo AMR de diferentes marcas e modelos.

Na ferramenta também é possível criar simulações de cenários, análise de possíveis conflitos, gerenciamento de múltiplos usuários, independência de fabricantes, integração com a plataforma IoT WEGnology® e outras aplicações como o MES (Manufacturing Execution System).



Foto: Divulgação

## ABPIP elege novo presidente

Em assembleia com associados, entidade elege diretoria para o próximo biênio e discute o fortalecimento institucional com a atualização de sua missão, visão e valores.



Foto: Divulgação

**M**árcio Félix é o novo presidente da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP) para o biênio 2023/2025. A eleição foi realizada na última terça-feira (28), no Rio de Janeiro, em Assembleia Geral Ordinária (AGO). Márcio e a nova diretoria vão tomar posse após cumpridas as formalidades legais decorrentes da eleição.

A nova direção da associação terá a missão de intensificar as discussões da agenda regulatória e contribuir com o Governo Federal nas pautas relevantes do setor. O gás natural terá espaço de destaque na agenda da entidade.

A ABPIP integra o Conselho de Usuários e o Fórum do Gás e, junto ao IBP e à Abrace Energia, elaborou o Ranking das

Legislações Estaduais (Relivre), ferramenta interativa para acompanhar as normas estaduais referentes à abertura do mercado livre de gás natural no Brasil.

Na AGO foi apresentado o posicionamento da Associação para os próximos 15 anos, cuja missão será fomentar o ambiente de negócios adequado à indústria de energia, a sua pluralidade e o fortalecimento sustentável das empresas independentes de exploração e produção de petróleo e gás para o desenvolvimento do setor energético.

A atuação será pautada na ética, transparência, integração, simplificação, celeridade e sustentabilidade. Os associados também foram atualizados sobre os principais resultados de 2022, nos ambientes regulatório, parlamentar e de comunicação.

**Perfil** – Márcio Félix é CEO da Energy Platform (EnP). Com vasta experiência no setor energético, especialmente petróleo, gás e biocombustíveis, tanto em empresas privadas como no setor público. Márcio foi secretário estadual de Desenvolvimento Econômico do Espírito Santo, no período de 2010 a 2012.

Em Brasília, atuou no Ministério de Minas e Energia, de 2016 a 2019, como secretário de Petróleo, Gás e Biocombustíveis e também como secretário executivo, tendo ocupado como tal a função de Ministro Interino.

Márcio foi diretor do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (IBP) e atualmente é vice-presidente executivo da Organização Nacional da Indústria do Petróleo (Onip).

Além de Márcio Félix, compõem a Diretoria e Conselho Fiscal da entidade para o biênio 2023/2025:

### Diretoria

Presidente – Márcio Félix (EnP)  
Vice-presidente – João Vitor Moreira (PetroReconcavo)  
Diretora Titular – Luciana Borges (Maha Energy Holding)  
Diretor Titular – Leonardo Monteiro Caldas (Perenco)  
Diretor Titular – Rachid Felix (3R Petroleum)  
Diretora Suplente – Lívia Valverde Almeida Santos Carvalho (Geopark)  
Diretor Suplente – Frederico Fabiano Oliveira (Alvopetro)

### Conselho Fiscal

Conselheiro Fiscal Titular – Clarindo Caetano (Mandacaru)  
Conselheira Fiscal Titular – Marco Túlio (Origem)  
Conselheiro Fiscal Suplente – Tiago Toller (Seacrest)



Foto: Divulgação

# Petrobras é reconhecida por engajar fornecedores em práticas sustentáveis



**A** Petrobras foi reconhecida como uma das empresas líderes em engajamento de fornecedores pela organização internacional CDP, referência em sustentabilidade. A classificação A-, referente ao ciclo 2022, foi atingida no aspecto Supplier Engagement Rating – SER (Engajamento de Fornecedores), índice global que avalia o incentivo de boas práticas ambientais e esforços para mitigação das mudanças climáticas junto à cadeia de suprimentos.

Este resultado, alcançado pela primeira vez, marca o reconhecimento da efetividade das políticas e iniciativas da Petrobras para desdobrar seus compromissos de sustentabilidade para o mercado fornecedor de bens e serviços. Como destaque, no ano de 2022, a Companhia desenvolveu ações de sensibilização junto às empresas fornecedoras de bens e serviços, como eventos e treinamentos, e lançou a “Jornada ASG (Ambiental, Social e de Governança) para Fornecedores”.

Além disso, a Petrobras aderiu ao programa CDP Supply Chain, incentivando os fornecedores a mapearem suas emissões e darem transparência a suas iniciativas e práticas relacionadas a governança, eficiência energética, redução de emissões, entre outros relacionados a meio ambiente, mudança climática e transição energética. Em 2022, também

foi estruturado o “Programa Carbono Neutro”, com o objetivo de fortalecer o nosso posicionamento em baixo carbono com visão corporativa integrada de todas as nossas iniciativas, incluindo as que envolvem a cadeia de fornecedores.

“É um importante passo para a promoção da sustentabilidade no setor e estamos muito felizes com os resultados. A classificação demonstra que estamos no caminho certo e nos motiva a dar continuidade, neste novo ciclo, ao trabalho que viemos executando junto a nossa base de fornecedores, cujo principal objetivo é acelerar a transformação em toda a cadeia”, afirmou Marina Quinderé, Gerente Executiva de Suprimentos da Petrobras.

A Gerente Executiva de Clima da Petrobras, Viviana Coelho, avalia que “no ano de 2022 tivemos, novamente, redução de emissões e ganhos em eficiência em gases de efeito estufa nas nossas operações.

Esse resultado no CDP reconhece nosso compromisso em atuar em toda a cadeia de valor, ultrapassando as fronteiras de nossas emissões diretas, num efetivo trabalho para medir, mitigar riscos e gerar oportunidades, no contexto das mudanças climáticas e transição energética”.

Esse é mais um reconhecimento aos esforços e iniciativas da Petrobras nos aspectos ASG. Em dezembro de 2022, a Petrobras passou a integrar a lista das companhias globais que mais se destacaram em ações de mitigação das mudanças climáticas, conforme anunciado pela CDP. A companhia recebeu classificação A-, pela CDP, em reconhecimento às suas boas práticas realizadas nesse tema, demonstradas no ano passado. Além disso, a empresa manteve sua classificação A- em segurança hídrica. Essas classificações significam que a Petrobras é reconhecida como uma liderança, categoria que é reservada apenas para um grupo seleto de empresas que demonstram as melhores práticas no tratamento de questões ambientais.

## **Neutralização das emissões**

Em seu Plano Estratégico para o período de 2023 a 2027, a Petrobras reafirmou sua ambição de neutralizar as emissões operacionais até 2050 nas atividades sob seu controle e influenciar seus parceiros a atingir a mesma ambição em ativos não operados. Para isso, está investindo US\$ 4,4 bilhões em soluções tecnológicas e projetos de descarbonização, promovendo a aceleração da descarbonização das operações e seus produtos, o alcance de maior eficiência em metano, e dobrando a reinjeção de CO2 em projetos de CCUS (Captura, Utilização e Armazenamento de carbono) até 2025.

## **O CDP e os critérios de avaliação de engajamento de fornecedores**

Sediado em Londres, o CDP é referência global para investidores no fornecimento de informações de qualidade sobre riscos e oportunidades associados à redução de emissões de gases de efeito estufa, clima, segurança hídrica e gestão florestal. Atualmente o CDP é utilizado por mais de 680 investidores, cujos ativos somam mais de US\$ 130 trilhões. A avaliação do CDP é realizada anualmente, por meio de questionário remetido às empresas listadas nas principais bolsas de valores do mundo, analisando os aspectos relacionados à gestão de carbono e clima, segurança hídrica e gestão florestal. As organizações também são avaliadas quanto ao seu envolvimento com fornecedores por meio de suas respostas a perguntas em áreas-chave do questionário sobre Mudanças Climáticas do CDP relacionadas a governança, metas, ambição, gestão (Escopo 3) e envolvimento com fornecedores. Essas perguntas específicas oferecem a oportunidade para que uma empresa forneça detalhes sobre o envolvimento com fornecedores nestes aspectos. Além disso, o desempenho geral da organização em todo o questionário de Mudanças Climáticas do CDP é considerado na classificação como uma avaliação geral do desempenho da empresa em relação à gestão das Mudanças Climáticas.

# Brasil pode se tornar o quarto maior produtor de petróleo do mundo com novo programa de exploração de hidrocarbonetos



Foto: Divulgação

O Ministério de Minas e Energia (MME) está dando início a um programa que aumentará os investimentos na exploração de petróleo e gás natural para promover o desenvolvimento regional e estimular a produção nacional, tornando o Brasil o quarto maior produtor de petróleo do mundo.

Para isso, o ministro de Minas e Energia do Brasil lançará o ‘ programa Potencializa E&P ‘, que será apresentado na próxima reunião do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) – ainda sem data definida – com o objetivo de garantir investimentos em petróleo e exploração de gás natural e transformar o Brasil no quarto maior produtor de petróleo do mundo. A iniciativa Potencializa E&P pretende focar nos

pontos críticos para o desenvolvimento da exploração em áreas de fronteira e incentivar investimentos em campos maduros ou marginais econômicos.

Além disso, o programa pretende promover o desenvolvimento regional e incentivar os produtores independentes de petróleo e gás, cujas ações geram aumento de receita, impostos, participação governamental, empregos e renda. De acordo com o ministro de Minas e Energia do Brasil, o objetivo é garantir, por meio de medidas de políticas públicas, o desenvolvimento contínuo do país da indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural.

O ministro afirma ainda que o cenário extremamente desafiador de competição global por investimentos, a necessidade de reposição das reservas de petróleo e gás e a transição energética exigem agilidade de todos os atores governamentais, seguindo as orientações do governo do presidente Lula de promover o desenvolvimento do Brasil com “bom senso e respeito ao meio ambiente”.

Alexandre Silveira, Ministro de Minas e Energia do Brasil, comentou: “O futuro da transição energética também envolve petróleo e gás natural, precisamos aproveitar a riqueza do povo brasileiro que está no subsolo. Sem medidas que fomentem sua exploração e produção, não há emprego, renda e desenvolvimento regional.

“ Temos uma janela de oportunidade, não podemos perder o novo pré-sal que pode estar na margem equatorial e que será o passaporte para o futuro das regiões norte e nordeste do Brasil.”

Alcançar 5,4 milhões de barris de petróleo por dia até 2029

As grandes descobertas do pré-sal atraíram grandes investimentos na exploração e produção de petróleo e gás natural, com destaque para a atuação da Petrobras.

Atualmente, o Brasil produz três milhões de barris de petróleo por dia, mas a expectativa é que esse número chegue a 5,4 milhões até 2029, permitindo que o país se torne o quarto maior produtor de petróleo do mundo – com 80% desses recursos vindos do pré- camada de sal.

O governo brasileiro destaca que os resultados positivos obtidos com as ações dos governos Lula e Dilma requerem continuidade, com a reposição das reservas de petróleo e gás natural, visto que o indicador R/P – relação entre reservas provadas e produção – está em 12,5 anos.

Além disso, as áreas do pré-sal ainda não contratadas apresentam “elevado risco geológico e pouco potencial para novas descobertas de volumes significativos de petróleo e gás natural”, diz o governo brasileiro ao destacar que isso torna necessário o desenvolvimento de novas fronteiras exploratórias como a margem equatorial brasileira, que se estende do litoral do Rio Grande do Norte até o Oiapoque (AP), no extremo norte do país. O último poço com licenciamento ambiental aprovado na margem equatorial foi em 2015 na Bacia Potiguar.

Com base em estudos do MME, a retomada do licenciamento ambiental de empreendimentos de E&P na margem equatorial teria potencial para gerar uma receita estadual de US\$ 200 bilhões, caso fossem descobertos e produzidos 10 bilhões de barris de petróleo na região, além de gerar centenas de milhares de empregos. Desde o final de janeiro de 2023, a Petrobras está

## **petróleo e gás (continuação)**

com uma sonda parada em águas profundas no litoral do Amapá, ao custo de mais de US\$ 500 mil por dia, aguardando a emissão da devida licença.

Petróleo e gás liderando o desenvolvimento do Brasil Silveira vê o setor de petróleo e gás natural como um dos motores do desenvolvimento do Brasil, respondendo por 15% do PIB industrial brasileiro, 48% da oferta nacional de energia e gerando mais de 1,6 milhão de empregos diretos e indiretos.

“Não faz sentido que Guiana e Suriname estejam atraindo investimentos e riquezas, com quase uma centena de poços perfurados, com mais de 13 bilhões de barris de petróleo já descobertos, enquanto estamos presos na incerteza trazida pela inércia dos últimos governo. O último governo não só permitiu o desmatamento na região, como também impediu seu desenvolvimento econômico ao não conceder o licenciamento ambiental de forma segura e responsável”, destacou Silveira.

Além disso, o ministro de Minas e Energia do Brasil afirma que o fortalecimento da indústria de petróleo e gás trará grandes oportunidades, acrescentando: “ Precisamos dar aos jovens dessas regiões a oportunidade de sonhar com um emprego na indústria de petróleo e adquirir conhecimentos técnicos qualificações. O novo pré-sal na margem equatorial será uma revolução no emprego, na renda e nos sonhos dos jovens que querem um trabalho melhor.”

### **IBP apoia fortalecimento do setor de petróleo e gás**

Em nota separada, o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) deu seu apoio ao programa Potencializa E&P do MME para fortalecer o setor de petróleo e gás natural do país. IBP vê a iniciativa do Ministério de Minas e Energia, liderada pelo ministro Silveira, como “muito positiva” para incentivar o desenvolvimento da indústria de óleo e gás, já que o objetivo desse programa é atrair investimentos na exploração de petróleo e gás natural.

Embora o IBP considere desafiadora a meta de transformar o Brasil no quarto maior produtor de petróleo do mundo, explica que a indústria petrolífera brasileira já mostrou seu potencial com capacidade técnica, tecnologia e recursos humanos para atender o crescimento da produção.

A iniciativa do governo de apoiar o desenvolvimento das atividades de exploração e produção em campos maduros e também em áreas com grande potencial, mas ainda não exploradas, como a margem equatorial, por exemplo, envia “um sinal favorável” aos agentes de mercado e investidores , e conta com total apoio do IBP.

“O alinhamento entre governo e setor produtivo fortalece o mercado brasileiro, pois gera previsibilidade, segurança jurídica e credibilidade para atrair novos investimentos, fundamentais para o desenvolvimento do setor de óleo e gás, que tem papel central no processo de transição e segurança energética”, concluiu o IBP. A indústria de petróleo e gás representa uma geração estimada de mais de 445.000 empregos diretos ou indiretos por ano na próxima década e cerca de US\$ 180 bilhões em investimentos no mesmo período. Estimular o desenvolvimento do setor é investir no crescimento da economia brasileira, afirma o IBP.



Foto: Divulgação

## Primeiro teste do Projeto #WellRobot® em escala real!



Foto: Divulgação

**A** Pela primeira vez, foi realizado o teste com o robô autônomo desenvolvido pelo Projeto WellRobot®, em um poço-teste em tamanho real, similar a uma plataforma de perfuração terrestre.

O teste foi realizado no Poço Escola, infraestrutura fruto do Projeto Automud, localizada em Macaíba, no Rio Grande do Norte, e representa mais uma etapa para os avanços no

desenvolvimento de um robô capaz de realizar a inspeção da integridade de poços de forma autônoma, sem a necessidade de interromper a produção.

A parceria do grande time de pesquisadores da Repsol Sinopec

Brasil e das equipes da ouronova, no Projeto WellRobot, e Geowellex Mud Logging, no Poço Escola, tornou possível acelerar o processo de adaptação de tecnologias promissoras, que contribuem para a eficiência e a segurança das atividades da indústria como um todo.



Foto: Divulgação

# Petrobras assina contrato para conclusão das obras da Unidade de Processamento de Gás Natural do Gaslub

**A** Petrobras assinou contrato com a empresa Toyo Setal Empreendimentos Ltda. para conclusão das obras da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Polo Gaslub de Itaboraí, as quais estavam paralisadas desde junho de 2022.

Com a retomada das obras da UPGN, a previsão do início

das operações de processamento de gás no Polo GasLub está mantida para ocorrer em 2024, em conformidade com o Plano Estratégico 2023-2027.

As demais Unidades necessárias para o início dessas operações, como unidades auxiliares localizadas no Polo GasLub, dutos submarino e terrestre, já estão com o escopo concluído, em fase

de comissionamento final ou pré-operação. O Projeto Integrado Rota 3, do qual faz parte a UPGN, é estratégico para a Petrobras e para o país, pois viabilizará o escoamento e processamento de até 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural produzido no Polo pré-sal da Bacia de Santos e o incremento da oferta de gás natural para o mercado brasileiro, reduzindo a dependência às importações de GNL.



Foto: Divulgação

## PRIO conclui aquisição junto a TotalEnergies de 100% da concessão de campo no país

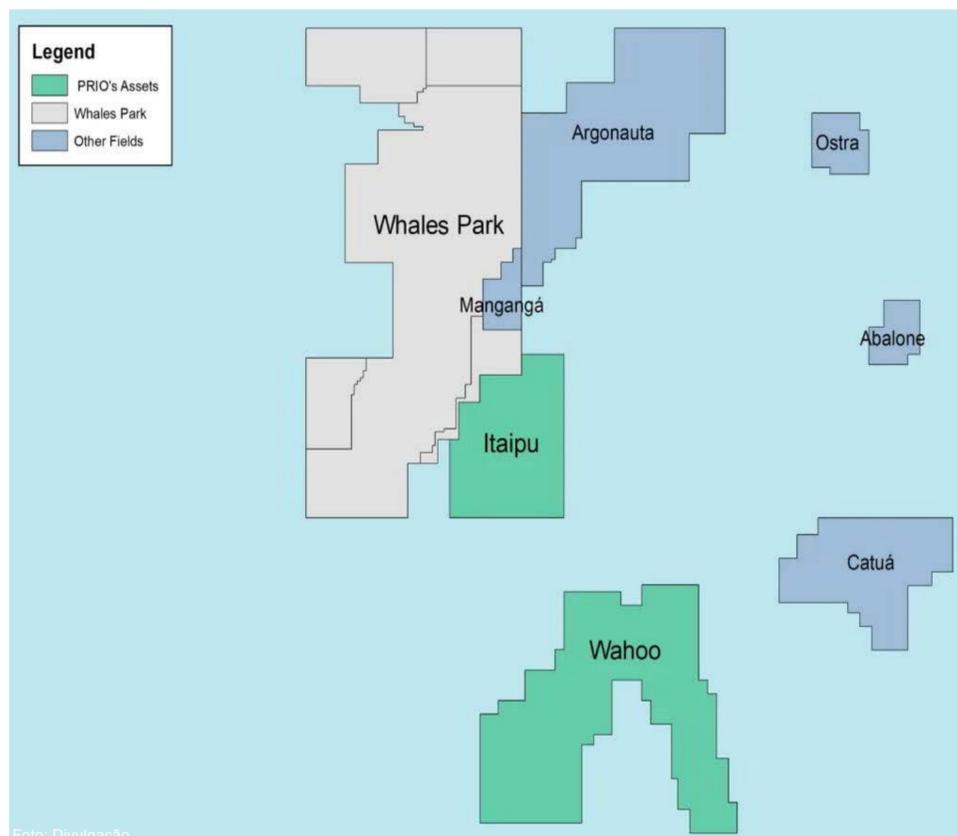


Foto: Divulgação

**A** PRIO, anteriormente conhecida como PetroRio, concluiu a aquisição da participação da TotalEnergies em um campo no Brasil, permitindo-lhe assumir a propriedade total do campo.

Em setembro de 2022, a PRIO assinou um acordo com a TotalEnergies E&P Brasil, subsidiária da francesa TotalEnergies, para a aquisição de 40 por cento de participação no bloco BM-C-32, contendo o campo de Itaipu .

Na ocasião, a empresa brasileira explicou que US\$ 75.000 deveriam ser pagos no fechamento da aquisição, enquanto outros US\$ 26.925.000 seriam pagos após a definição do

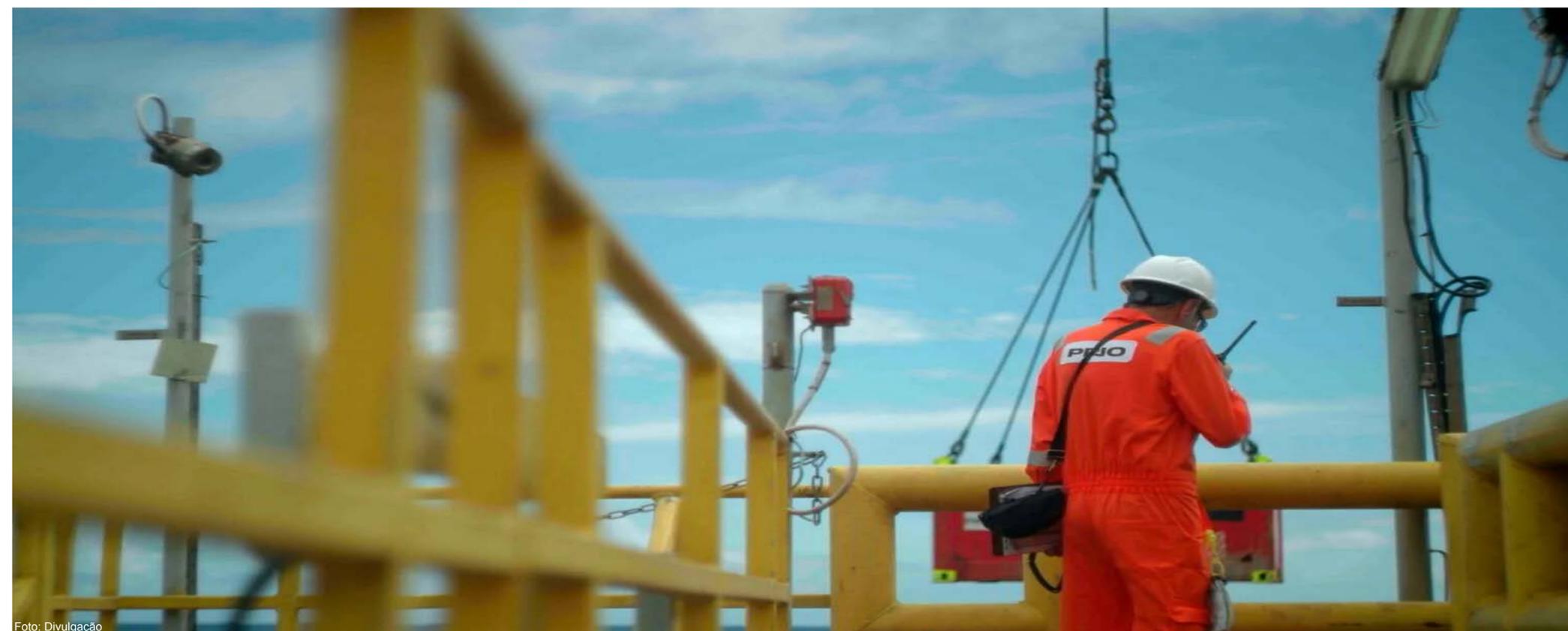
destino de Itaipu.

Em atualização em 23 de março desse ano, a PRIO confirmou a conclusão da aquisição de 40% de participação no Bloco BM-C-32, adquirido da TotalEnergies.

Isto, juntamente com a participação de 60 por cento em Itaipu adquirida à BP Energy do Brasil, uma subsidiária da britânica BP, em 17 de junho de 2021, eleva a participação da PRIO para 100 por cento na concessão. O campo de Itaipu foi descoberto em 2009 no bloco BM-C-32, no pré-sal da bacia de Campos. O bloco é adjacente ao cluster Parque das Baleias e próximo ao campo Wahoo, em águas profundas (1.300 m) e a 120 km da costa do Espírito Santo.

Foram perfurados três poços para avaliação do reservatório e realizado teste de formação no poço descobridor, que revelou boa produtividade e óleo leve de 31° API. Os estudos preliminares do PRIP indicam que a acumulação é potencialmente compartilhada com a região sudeste do aglomerado adjacente.

Em relação às atividades recentes da PRIO, vale ressaltar que a empresa assinou um contrato operacional de longo prazo com a Ocyan em janeiro de 2023 para uma plataforma semissubmersível, que realizaria operações no país. Além disso, a empresa pagou quase US\$ 2 bilhões no total pela aquisição de toda a participação da Petrobras no campo de águas profundas de Albacora Leste, permitindo-lhe assumir a operação do campo.



# Abandono permanente: o desafio do descomissionamento de poço

Por Flávia Vaz



Foto: Divulgação

Instalações (RDIs). Em março desse ano foram aprovados mais 3 PDIs, incluindo o da P-35.

A ANP estima que em cinco anos (2023-2028) serão gastos em torno de R\$33,7 bilhões em abandono permanente de poços (cerca de 10 mil, em terra e mar), sendo R\$23,4 bilhões somente na bacia de Campos. Este volume enorme de recursos demonstra o enorme desafio que é o plug & abandono de poços, depois que finda sua vida útil, principalmente no ambiente offshore.

Da mesma forma que são uma das principais razões de sucesso na exploração e produção de óleo e gás em ambientes offshore, assegurando ganhos aos operadores, os poços também representam a maior fatia nos custos dos descomissionamento. Isso porque é fundamental que a integridade desses equipamentos seja aferida minuciosamente antes de serem fechados, por meio de Conjuntos Solidários de Barreiras (CSB), para minimizar riscos de vazamentos, proteger o meio ambiente e evitar os gastos com remediações de áreas contaminadas que, na maioria das vezes, não compensam os impactos causados ao ambiente e à vida humana, além do ônus para as empresas.

*O abandono permanente de poços objetiva impedir o fluxo não intencional de fluidos da formação para o leito marinho, meio ambiente ou poço. Além disso, permite colocar o poço em condição segura, de forma que haja isolamento hidráulico permanente entre as formações ou intervalos permoporosos. O isolamento de formações com potencial de fluxo, hidrocarbonetos ou aquíferos é realizado por meio da formação de Conjuntos Solidários de Barreiras (CSB). Os CSB permanentes têm como objetivo impedir o fluxo de fluidos da formação, considerando os caminhos pelas rochas, revestimentos, anulares e interior do poço.*

**Abandono permanente de poços de petróleo no Brasil: dados,**

**motivações, SGIP ANP e melhores práticas da indústria (2018)** - Rafaela Furtado, Coordenadora de Comercialização de Gás na PetroRecôncavo

O abandono permanente é feito de acordo com o regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP), estabelecido pela Resolução ANP nº 46 de 2016, retificada em 7 de novembro de 2016.

Ele define “o termo Conjunto Solidário de Barreiras (CSB) para um conjunto de um ou mais elementos com o objetivo de impedir o fluxo não intencional de fluidos da formação para o meio externo e entre intervalos no poço, considerando todos os caminhos possíveis. Os CSB têm como objetivo garantir o

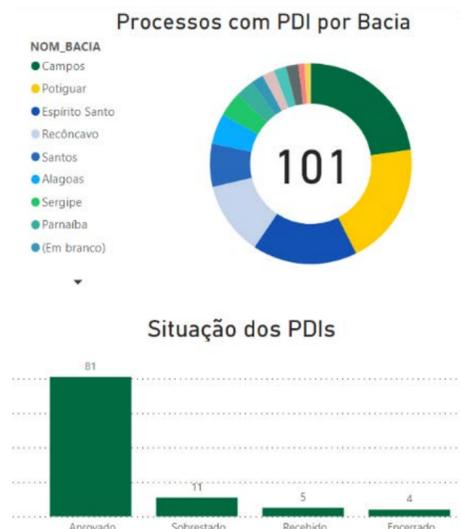
isolamento dos intervalos que apresentem potencial de fluxo, atual e futuro”.

Soma-se a esses custos de abandono permanente a remoção de equipamentos submarinos, linhas, unidades estacionárias de produção (UEPs, as plataformas) no ambiente offshore e de equipamentos em ativos terrestres, bem como o arrasamento de poços, para os quais os

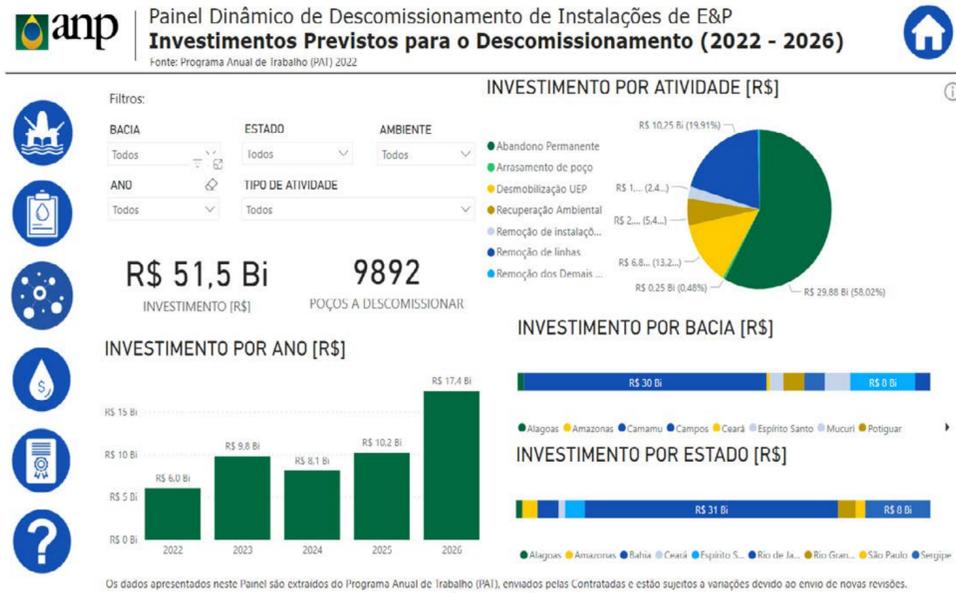


investimentos necessários são de R\$18,4 bilhões. Ou seja, até 2027 serão alocados no descomissionamento de ativos em todo o país (incluindo quase 10 mil poços) mais de R\$51,5 bilhões, dos quais cerca de R\$30,2 bilhões na bacia de Campos, na qual o plug & abandono de 355 poços vão consumir mais de R\$18 bilhões desses recursos.

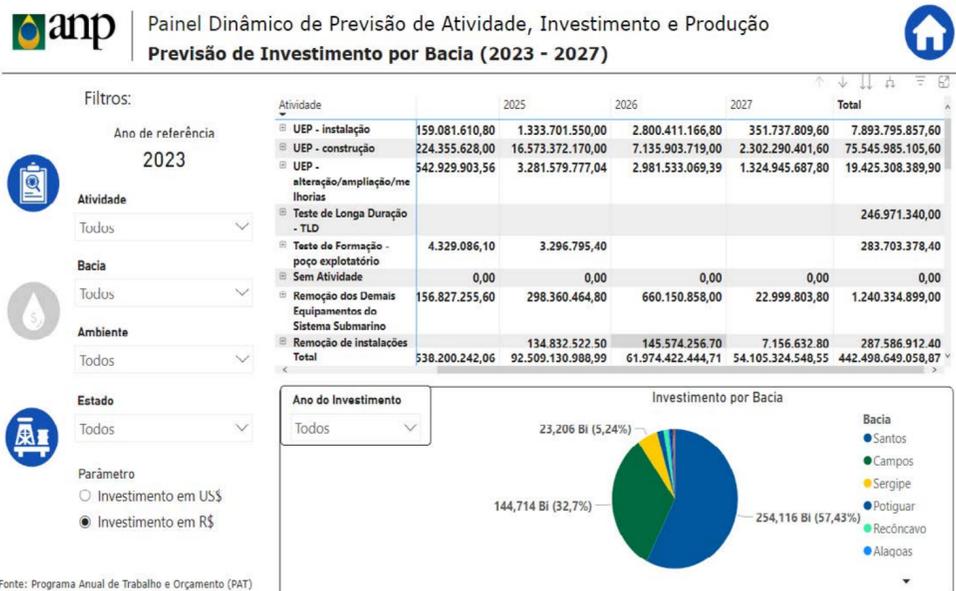
Pouco mais de uma década após o primeiro descomissionamento registrado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o campo terrestre de Mutum (Alagoas), em 2012, o portfólio de ativos a descomissionar vem crescendo, com mais força nos últimos quatro anos.



Até o final de 2022, a ANP contabilizava uma centena de processos de PDIs (Programa de Descomissionamento de Instalação) em 13 bacias – com Campos, Potiguar, Espírito Santo, Recôncavo respondendo por mais da metade dos pedidos. Deste total, constavam como aprovados 81 PDIs (e outros quatro PDIs encerrados) e 41 Relatórios de Descomissionamento de



Ou seja, o descomissionamento representa uma parte expressiva dos investimentos totais previstos pela ANP em diversas atividades (incluindo novos projetos de desenvolvimentos e unidades), que somam R\$ 442,5 bilhões, sendo que a bacia de Santos deve abocanhar R\$ 254,12 bilhões e a de Campos, R\$144,7 bilhões (cerca de 20%, em descomissionamento).





**ARBJ**  
ENGENHARIA

**Projetos**

**Estruturas Metálicas**

**Engenharia**

**Gerenciamento  
de Obras**

**Construção**

**contato:**

**[andersondrsampaio@gmail.com](mailto:andersondrsampaio@gmail.com)**

## Petrobras dá início à operação do supercomputador Tatu

*Máquina é a primeira da empresa projetada especialmente para resolver desafios por meio de Inteligência Artificial.*

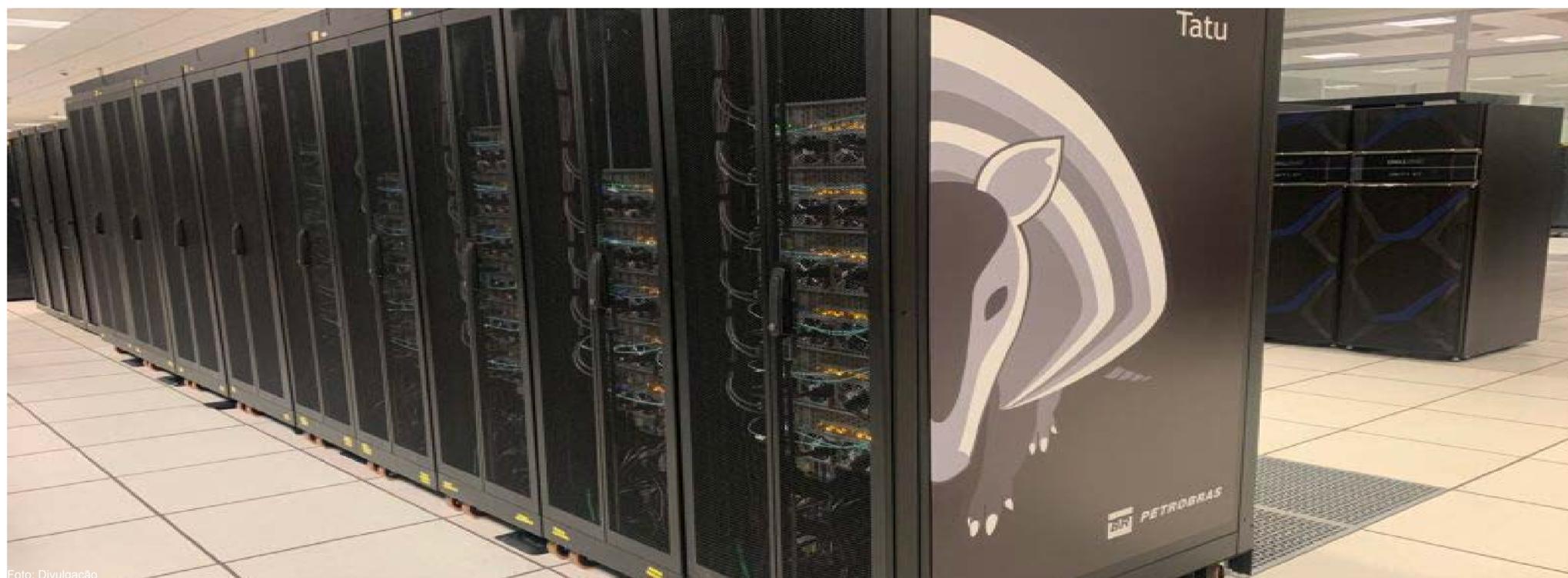


Foto: Divulgação

**A** Petrobras acaba de incorporar mais um supercomputador às atividades da área de Exploração e Produção. A empresa investiu R\$36 milhões no Tatu, o primeiro High Performance Computer (HPC) da companhia projetado especialmente para rodar soluções baseadas em Inteligência Artificial.

Semelhante ao mamífero curioso de quem ganhou o nome, o Tatu vai “escavar” dados para resolver demandas de modo mais ágil e preciso, com aumento do sucesso exploratório e redução de custo nas atividades de exploração e produção. O supercomputador iniciou a operação assistida e atingirá a plena produção no fim do mês. “O foco do Tatu é um mix

entre pesquisa aplicada e produção. A pesquisa aplicada é voltada à solução de problemas específicos da área de Geociências por meio do uso de algoritmos de Inteligência Artificial. Uma vez que o resultado de uma determinada pesquisa apresente um resultado satisfatório, é definido um projeto de forma a escalar o algoritmo original para uma solução que possa ser efetivamente utilizada pelos nossos geocientistas”, explica o diretor de Exploração & Produção, Fernando Borges.

### **Super Tatu**

Ao contrário do seu xará, um mamífero de pequeno porte, o Tatu está instalado em 11 bastidores (armários) que, alinhados,

formam uma fila com 7,4 metros de comprimento. Com capacidade de processamento de 2,4 Petaflops (Floating Point Operations Per Second), equivalente a 462 mil celulares ou 12 mil notebooks, o Tatu tem consumo energético máximo anual de 216 KW, equivalente ao de uma cidade de 1400 habitantes como Flora Rica (SP), e foi construído com a preocupação de ser ecoeficiente. O equipamento possui 64 Terabytes de memória RAM e 224 GPUs (Graphic Processors Units). A “toca” escolhida para o Tatu é o Centro de Pesquisas Desenvolvimento e Inovação da empresa, o Cenpes.

“A Petrobras vem praticamente dobrando a capacidade de processamento de dados nos últimos quatro anos. Isso é importante para habilitar as iniciativas de tecnologia digital, em benefício da eficiência das operações, tornando a empresa mais resiliente às mudanças de cenários de negócio.

Além disso, máquinas cada vez mais especializadas, dedicadas a diferentes atividades, permitem que a empresa siga investindo em pesquisa e desenvolvendo inovações, afirma o diretor de Transformação Digital e inovação, Paulo Palaia.

### **Alto desempenho**

Em 2022, a Petrobras colocou em operação o supercomputador Pégaso, o 5º maior da indústria petrolífera mundial, e conquistou, pelo quarto ano consecutivo, o 1º lugar em computadores de alto desempenho e ecoeficiência da América Latina. Os quatro supercomputadores campeões: Pégaso, Dragão, Atlas e Fênix, juntos, somam 50 Petaflops pico FP64. Essa capacidade de processamento é equivalente à execução de 5 sextilhões de operações matemáticas por dia.

# Petrobras obtém certificação internacional para produção do Diesel R

*Iniciativa fortalece a atuação da companhia na produção de produtos com menor intensidade de carbono e alinhado às melhores práticas de sustentabilidade.*



Foto: Divulgação

**A** Petrobras recebeu, em fevereiro, certificado internacional para a unidade de coprocessamento que produz o Diesel R na Refinaria Presidente Getúlio Vargas – Repar (Araucária, PR). A ISCC (International Sustainability Carbon & Certification) é uma das mais tradicionais certificações existentes no mercado, sendo aplicável para a sustentabilidade de matérias-primas e produtos. Está presente em mais de 100 países e é amplamente utilizada para rastrear a cadeia de produção de produtos de baixo carbono.

Para produtos com conteúdo sustentável, a certificação é uma tendência mundial. O objetivo é tornar rastreável a cadeia de

produção e validar princípios de sustentabilidade, através de rigorosas auditorias externas.

Além da quantificação das emissões dos gases de efeito estufa (GEE) ao longo do ciclo de vida, para o produto certificado também é avaliado se toda a cadeia produtiva, incluindo a da matéria-prima utilizada, é ambientalmente responsável, com condições de trabalho seguras e em conformidade com os direitos humanos fundamentais.

Segundo o diretor de Comercialização e Logística da Petrobras, Cláudio Rogério Mastella, “esta certificação é o resultado do excelente trabalho que vem sendo planejado e executado por diversas áreas nos últimos meses e anos”. De acordo com o diretor de Refino e Gás Natural da Petrobras, Rodrigo Costa, “nossas equipes estão atuando em várias frentes para que a Petrobras esteja entre as empresas mais eficientes do mundo”.

A certificação faz parte da estratégia comercial da Petrobras para o mercado de produtos mais sustentáveis, que está em franco crescimento. “Para desenvolver novos produtos de baixo carbono, estamos trabalhando em contato constante com o mercado consumidor, para entender suas necessidades, e com os fornecedores, para diversificarmos as matérias-primas para processamento nas nossas unidades de refino.

A certificação ISCC é a demonstração incontestável que a sociedade está sendo beneficiada com esses produtos. Em paralelo, estamos nos preparando para outros programas de certificação, como Renovabio e CORSIA (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation)”, relata Sandro Barreto, gerente executivo da Comercialização do Mercado Interno.

No caso do Diesel R, a rastreabilidade das emissões é específica para a parcela sustentável presente no diesel coprocessado,

considerando todos os agentes econômicos envolvidos, desde a origem da matéria-prima, passando pelo transporte e processamento, até a entrega e o uso do combustível, que já sai da refinaria associado ao diesel mineral.

O primeiro teste comercial do diesel R foi realizado em setembro de 2022, na REPAR, quando foram produzidos 1.500 m<sup>3</sup> de Diesel R5, com 5% de conteúdo renovável.

Desde fevereiro de 2023, a produção do diesel R segue sendo realizada em bateladas regulares para atender às necessidades de nossos clientes.

## **Sobre o Diesel R e mais projetos**

O Diesel R é um combustível da Petrobras, produzido por coprocessamento de diesel mineral com óleo vegetal, que contém uma parcela de diesel verde (HVO, em inglês), que pode variar de 5% (Diesel R5) até 10% (Diesel R10).

Outros projetos de coprocessamento para expansão da produção de Diesel R estão sendo desenvolvidos pela Petrobras. No segundo semestre de 2023, iniciaremos a comercialização na Refinaria de Cubatão (RPBC) e, ao longo dos próximos 3 anos, planejamos iniciar vendas nas refinarias de Paulínia (REPLAN) e de Duque de Caxias (REDUC).

Em 2028, está prevista a entrada em operação da primeira unidade da Petrobras voltada exclusivamente para a produção de combustíveis de baixo carbono, com matéria-prima 100% sustentável (óleos vegetais, gorduras e resíduos), que produzirá diesel verde, bioquerosene de aviação (BioQAV), entre outros. A nova planta será construída na Refinaria Presidente Bernardes (RPBC), em Cubatão (SP).

## Mais trabalho para PXGEO com a Petrobras

*A produção em Sépia começou em 2021 e visa um platô de 180.000 barris por dia com o primeiro FPSO.*

**A** PXGEO assinou um contrato com o consórcio Sépia para realizar um levantamento de nodos do fundo do oceano (OBN) na Bacia de Santos.

O levantamento 3D está programado para ser adquirido em profundidades de água de 2.300 metros com duração de aproximadamente quatro meses.

O presidente executivo da PXGEO, Peter Zickerman, disse: “Este será nosso quarto projeto adquirido para a Petrobras, desde meados de 2021, demonstrando nosso compromisso contínuo em fornecer soluções seguras e eficientes de aquisição de OBN em águas profundas no Brasil”.

A produção em Sépia começou em 2021 e visa um platô de 180.000 barris por dia com o primeiro FPSO. Espera-se que o segundo aumente a produção total de petróleo do campo para cerca de 350.000 b/d.

A Petrobras é a operadora do reservatório compartilhado de Sépia, com 55,3 por cento, TotalEnergies 16,9 por cento, Petronas Petróleo Brasil e QatarEnergy 12,7 por cento cada, e Petrogal 2,4 por cento.

A Petrobras anunciou no final de outubro de 2022 que havia feito uma descoberta de petróleo em um poço localizado na área coparticipada de Sépia.

Em dezembro, a empresa iniciou o processo de contratação de duas unidades de produção flutuante, produção, armazenamento e transferência (FPSO) para os reservatórios compartilhados dos campos de petróleo em águas profundas de Atapu e Sépia.



Foto: Divulgação

## Indústria 4.0 integra equipamentos “invisíveis” ao sistema de produção

*Válvulas e sistemas de medição tecnológicos conversam com o restante da planta fabril para garantir qualidade e produtividade.*

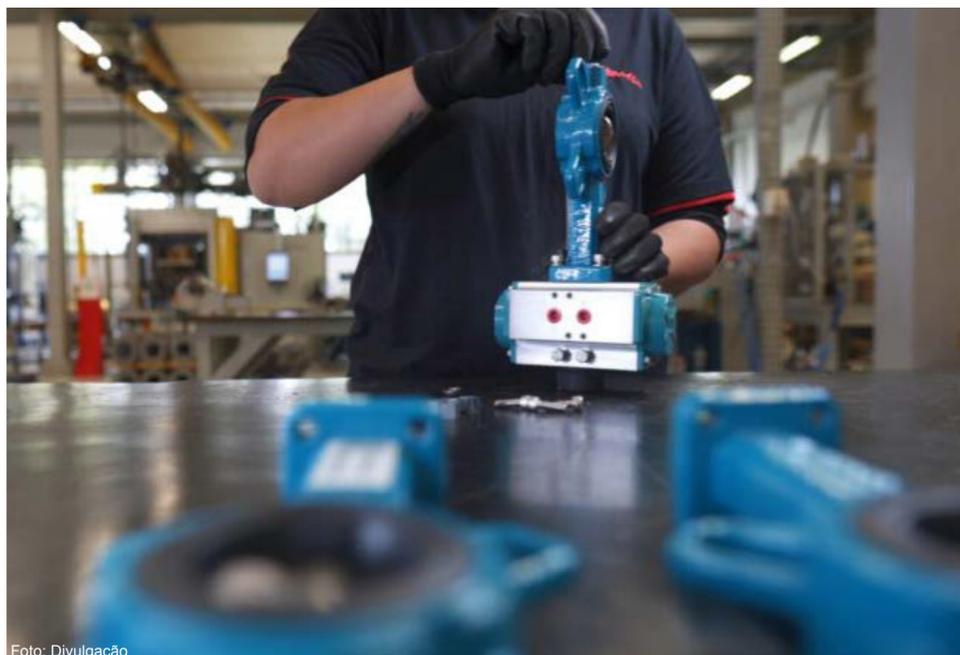


Foto: Divulgação

A transformação digital segue forte no que podemos chamar de pós-pandemia, e no setor industrial não foi diferente. No contexto da automação, investir em Indústria 4.0 é muito mais do que inserir robôs em linhas de produção. Uma tecnologia menos visível são as válvulas e sistemas de medição e controle, presentes em todos os setores e que fazem os sistemas fluírem, com alto nível de precisão e controle.

“O principal hoje é oferecer soluções customizadas, de alta tecnologia, com equipamentos que possam ser integrados direto na linha de produção de plantas de todos os setores”, explica o gerente geral da divisão industrial da GEMÜ do Brasil. “Esse tipo de tecnologia inclui válvulas para todo tipo de fluido ou gás, que conversam com o restante da planta. Elas estão presentes em sistemas de limpeza de

água, produção de diversos tipos de produto industrial, tintas, alimentação de sistemas de refrigeração e de lubrificação de máquinas, ou seja, em todo lugar.”

Entre os diferentes tipos de válvulas estão a borboleta, esfera, globo, diafragma, bloco multivias, entre outras, aptas a atender a diferentes setores. “Os produtos da GEMÜ são utilizados no setor mecânico de forma segura e há muitos anos no mundo todo”, conta o gerente.

Conexão total para fábricas via radiofrequência

O progresso tecnológico no setor mecânico e na indústria de processamento segue em direção a produções e processos de transformação. Hoje, as necessidades de automação, documentação e digitalização tornam-se cada vez mais fundamentais. E uma solução é o Sistema CONEXO, com o qual é possível identificar e extrair dados dos mais diferentes componentes da fábrica, o que auxilia ainda na coleta de dados de campo e na otimização de processos e intervalos de manutenção. Alguns exemplos de processos com sistemas de válvulas, de medição e controle são a indústria de formação de espuma para isopor, distribuição de lubrificantes de refrigeração e fluidos de corte, processos de limpeza e de dosagem, controle e regulação na circulação de sistemas de refrigeração e de aquecimento.

Sobre a GEMÜ do Brasil – Com fábrica em São José dos Pinhais (PR) desde 1981, a GEMÜ do Brasil produz válvulas e outros equipamentos de alta tecnologia para diversos setores. Na divisão Industrial, fornece produtos para os setores de siderurgia, mineração, fertilizantes, bem como para integrar sistemas de geração de energia, entre outros. Na divisão PFB (Farmacêutica, Alimentícia e de Biotecnologia), é líder mundial em soluções para

sistemas estéreis, que incluem a fabricação de vacinas, remédios e novas aplicações de envase de alimentos e bebidas.

Sobre o Grupo GEMÜ – O Grupo GEMÜ é um dos líderes mundiais na fabricação de válvulas, sistemas de medição e controle. Desde sua fundação em 1964, a empresa alemã com foco global se estabeleceu em importantes setores industriais, graças a seus produtos inovadores e soluções personalizadas para controle de processos. A GEMÜ é líder mundial no mercado de aplicações de válvulas estéreis nas indústrias farmacêutica e de biotecnologia. O Grupo GEMÜ emprega mais de 2 mil pessoas em todo o mundo, com plantas na Alemanha, Suíça, China, Brasil, França e EUA. A rede de distribuidores está presente em mais de 50 países nos cinco continentes.

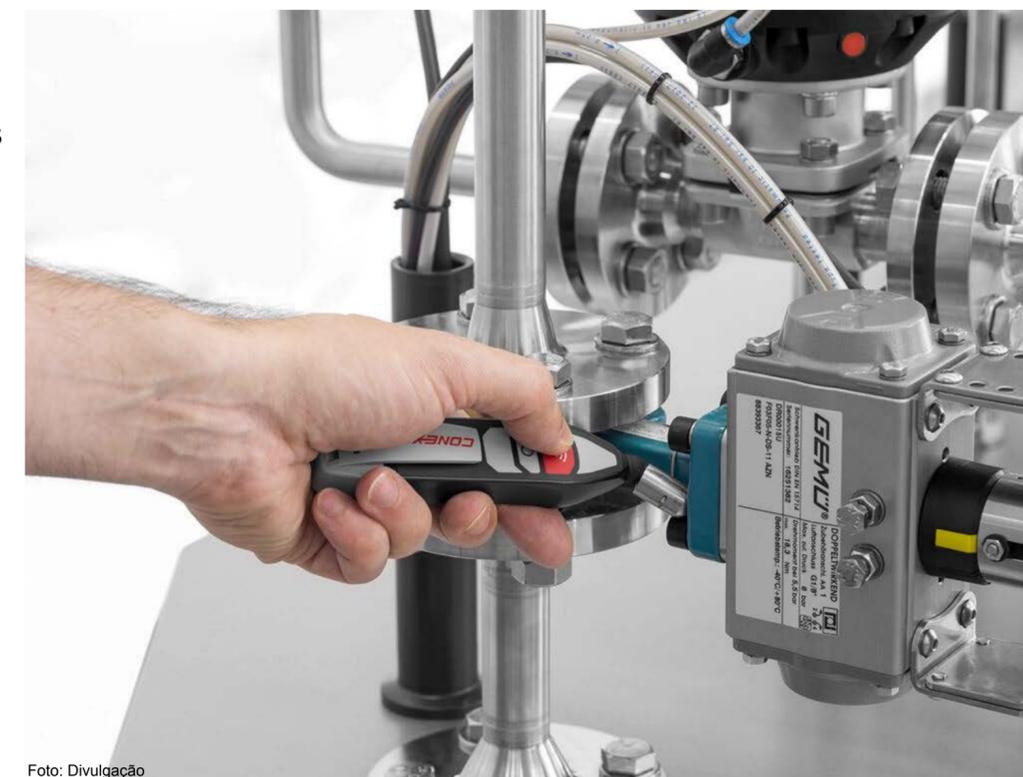


Foto: Divulgação

## BW Energy se prepara para duas aquisições no Brasil

**A** BW Energy, está se preparando para fechar a aquisição de dois clusters na Bacia do Espírito Santo, após uma recente suspensão do programa de desinvestimento da Petrobras. No início do mês, a BW Energy disse ter sido informada pela Petrobras sobre uma revisão da venda dos clusters de Golfinho e Camarupim, como parte de uma análise mais ampla do programa de desinvestimentos em andamento da gigante estatal brasileira de energia, iniciado pelo Ministério da Minas e Energia (MME). Conforme explicado na época, o MME solicitou a suspensão das vendas de ativos em curso por 90 dias sem colocar em risco os interesses da Petrobras.

Originalmente, a BW Energy assinou um acordo em junho de 2022 para adquirir 100% de participação nos clusters de Golfinho e Camarupim e uma participação de 65% no bloco BM-ES-23 offshore no Brasil da Petrobras. Após a conclusão da transação, a BW Energy seria a operadora de todas as concessões. Além disso, a empresa concordou em adquirir o FPSO Cidade de Vitória, que produz no campo de Golfinho, da Saipem. Esperava-se que ambas as transações fossem concluídas no primeiro trimestre de 2023.

Em uma atualização, a BW Energy confirmou que o trabalho relacionado às transações do Golfinho poderia ser reiniciado. Com isso, a empresa continuará se preparando para a conclusão da aquisição de 100% de participação operada nos polos de Golfinho e Camarupim e de 65% de participação no bloco BM-ES-23 da Petrobras, além de assumir sobre o FPSO Cidade de Vitória da Saipem.

De acordo com a BW Energy, este trabalho de preparação inclui o progresso das aprovações relevantes das autoridades brasileiras, preparação operacional, planejamento de desenvolvimento de campo e construção de sua organização

local. Embora o fechamento da transação de campo e a aquisição do FPSO estejam sujeitos ao cumprimento ou renúncia de condições precedentes e ao reinício do FPSO após as atualizações exigidas pela ANP, espera-se que essas transações sejam concluídas no segundo trimestre de 2023.

Localizado em lâmina d'água entre 1.300 e 2.200 metros na Bacia do Espírito Santo, o cluster de Golfinho compreende o campo de

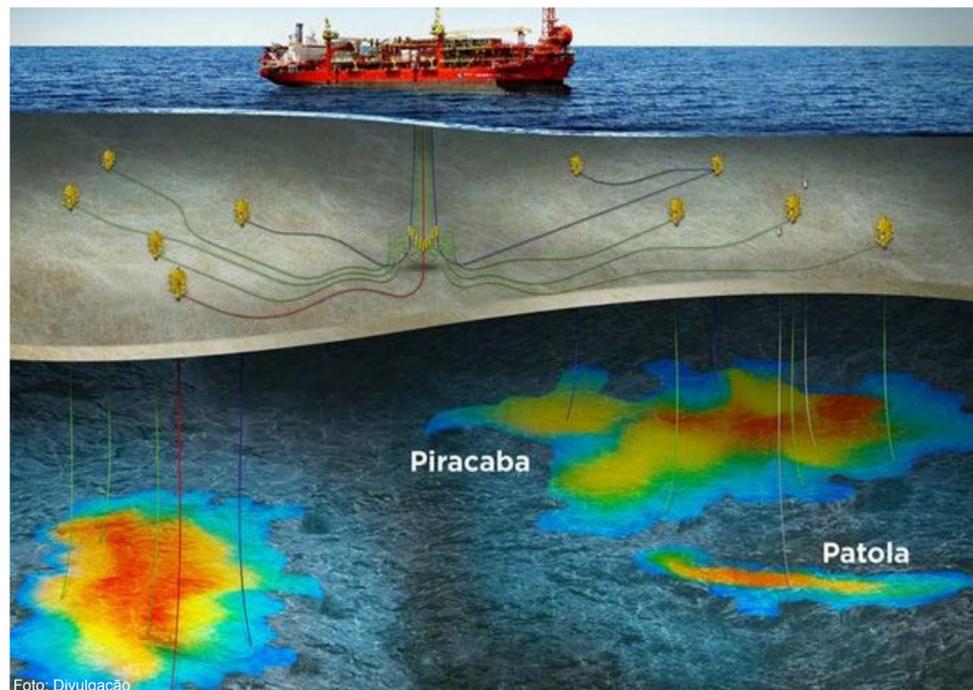
petróleo de Golfinho, o campo de gás não associado de Canapu e o bloco exploratório BM-ES-23, que contém o gás Brigadeiro e o condensado descoberta.

Por outro lado, o cluster adjacente de Camarupim está localizado em profundidades de água entre 100 e 1.050 metros, compreendendo os campos de gás não produtores de Camarupim e Camarupim Norte.



Foto: Divulgação

## Karoon informa primeira produção do campo de Patola



produtores pode ser mudado para injeção de água no futuro, enquanto qualquer produção de gás associada de Patola será reinjetado no reservatório de Baúna através do poço de injeção de gás SPS-89.

O campo de Patola foi descoberto em 2011 pela Petrobras com o poço exploratório SPS-91, que encontrou óleo de 38 graus API nos mesmos arenitos turbidíticos do Oligoceno encontrados nas proximidades Baúna e Piracaba, com propriedades petrofísicas semelhantes.

O campo encontra-se em uma profundidade de água de aproximadamente 280 metros. Em junho de 2021, oito meses após a aquisição dos ativos do BM-S-40 da Petrobras, a Karoon anunciou sua decisão de prosseguir com o desenvolvimento de Patola.



Devido à melhor qualidade do reservatório do que o esperado nas localizações dos poços PAT-1 e PAT-2, As reservas provadas e prováveis (2P) em Patola foram atualizadas em 1,7 MMbbl para 16,4 MMbbl em 31 de dezembro de 2021.

O Diretor Executivo e Diretor Administrativo da Karoon, Dr. Julian Fowles (foto ao lado), disse:

“Alcançar a primeira produção de Patola é um marco importante para a Karoon e segue o conclusão bem-sucedida da campanha de intervenção Baúna. As taxas muito altas que vimos neste primeiro poço Patola representa uma produção abundante que deverá diminuir nos próximos dias para taxas entre 5.000 e 7.500 bopd.

Este é o primeiro desenvolvimento de campo da Karoon no Brasil e foi entregue sem material questões ambientais ou de segurança até o momento. A execução eficiente deste projeto é uma prova de nossa equipes técnicas, operacionais e comerciais no Brasil e na Austrália, trabalhando em conjunto com nossos prestadores de serviços e em colaboração com a Altera & Ocyan, a operadora do FPSO.

Eu poderia gostaria de agradecer a todos que ajudaram a entregar este projeto emocionante, em particular aqueles no Noble Plataforma de perfuração do desenvolvedor e a equipe da TechnipFMC, que projetou, fabricou e instalou a infra-estrutura submarina de Patola sob uma integração integrada de Engenharia, Suprimentos, Construção e Contrato de instalação (iEPCI™), a primeira vez que este tipo de contrato foi utilizado no Brasil.

Estou ansioso para fornecer uma atualização sobre a produção assim que os dois poços estiverem em operação e o comissionamento está completo.”

**A** Karoon informa que o poço PAT-2, um dos dois novos poços de produção perfurados no Patola campo da licença de produção do BM-S-40 no Brasil (Karoon – 100%), entrou em operação no dia 15 de março 2023 a uma taxa de 12.000 – 14.000 bopd. wlsso seguiu a instalação de uma linha de fluxo submarina e umbilical conectando o poço ao FPSO Cidade de Itajaí e a conclusão do poço e atividades de comissionamento de infraestrutura. A produção do segundo poço, PAT-1, é esperada para começar até o final de março de 2023.

Após um período inicial de alta produção, que deve durar alguns dias, a produção dos dois Patola poços deve se estabilizar em aproximadamente 10.000 a 15.000 bopd, levando o total produção de BM-S-40 para mais de 30.000 bopd, antes do início do declínio natural. Dependendo da resposta do reservatório e do aquífero, um dos dois poços

# **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/>

**S**omos 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](mailto:contato@petroconsult.com.br)  
e [flaviocajazeiras@yahoo.com.br](mailto:flaviocajazeiras@yahoo.com.br)

**F**undada 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 Deste - Centro  
**Cep:** 20031-170 Rio de Janeiro RJ  
**Tel.:** 0800 743 5510  
**e-mail:** [fale@shell.com](mailto:fale@shell.com)  
**Site:** <https://www.shell.com.br/>

**F**undada 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](mailto:irosas@onislineblind.com)  
**Site:** <https://www.onislineblind.com>

**E**m 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](mailto:contato@repsolsinopec.com.br)  
**Site:** <https://www.repsolsinopec.com.br/>

**F**omos 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 Sete de Março, 370  
- Bonsucesso  
Cep: 21043-030 Rio de Janeiro RJ  
Tel.: (21) 2560-4286 / 96448-0102  
e-mail: [vesper@vesper.ind.br](mailto:vesper@vesper.ind.br)  
Site: <https://www.vesper.ind.br/>



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](mailto:comercial@rjvip.com.br)  
Site: <https://www.rjvip.com.br/>



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](mailto:braumat@braumat.com.br)  
Site: <https://www.braumat.com.br>

### Fabricamos:

- Exaustores Axiais Vesper EX
- Exaustores Centrifugos Vesper EX
- Ventiladores Vesper EX
- Exaustores e Ventiladores Vesper EX Portáteis
- Fabricamos Modelos sobre Encomenda EX

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.

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.:  
[618ChockfastRedSG](#) | [FISQ Resina](#) | [FISQP Hardener](#) | [FISQ Agregado](#)



End.: R. Frederico Lagassa, 30, Sl. 408  
Edif Scheila - Gurigica  
Cep: 29046-050 Vitória ES  
Tel.: (11) 3064-3588 / (27) 99947-6857  
e-mail: [marcelo@mhamsi.com.br](mailto:marcelo@mhamsi.com.br)  
Site: <https://www.pgpitech.com/>

Para atender ao mercado nacional e internacional SaaS, foi criada a empresa spin-off PGPI Asset Integrity Engenharia LTDA, originada da visão empreendedora de seu fundador Marcelo Hamsi, Engenheiro civil, formado pela Universidade Mackenzie e com uma sólida carreira em empresas de engenharia, de montagens industriais e de multinacionais do segmento químico; nascia em 1990, a M.HAMSI Engenharia e Consultoria Ltda, uma empresa de engenharia especializada na gestão completa dos processos de manutenção industrial. Os serviços desenvolvidos pela empresa abrangiam ontagens eletromecânicas, instalações elétricas e hidráulicas, projetos e execuções de obras civis e terceirização de manutenção. De olho no potencial do mercado de manutenção da pintura, a empresa desenvolveu o PGPI® – Programa para gestão da pintura e isolamento, uma solução pioneira e inovadora, com tecnologia própria, que atua na gestão de projetos de manutenção da pintura industrial e isolamento térmico, atuando de forma sistêmica e online, oferecendo ferramentas para o controle dos serviços de manutenção contratados permitindo rastreabilidade, aumento da eficiência e redução de custos. Para atender ao mercado nacional e internacional SaaS (Software as a Service), foi criada, em 2018, a empresa PGPI Asset Integrity Engenharia Ltda., capitaneando o negócio PGPI®. Já atua em todo território nacional, está preparada para expandir seus serviços para o mercado internacional.

Nosso Portfólio: [PGPI Pitch \(PT\)](#), [Portfólio PGPI](#), [Networking PGPI](#), [TI do PGPI](#)



End.: Rua Francisco Manoel, 64  
- Jabaquara  
Cep: 11075-110 Santos SP  
Tel.: (13) 3019-1999 / 99721-4433  
e-mail: [sales@medinship.com](mailto: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](mailto:sales@medinship.com) e os melhores preços do mercado brasileiro.



End.: Al. Santos, 1787 - 9º andar  
- Jardim Paulista  
Cep: 01419-100 São Paulo SP  
Tel.: (11) 2144-4326 / 4327 / 4301  
e-mail: [cpetroff@semapi.com.br](mailto:cpetroff@semapi.com.br)  
Site: <https://semapi.com.br/>

Atualmente no mercado brasileiro de sistemas de engenharia, manutenção, equipamentos e suprimentos desde 1987, a Semapi desenvolve tecnologias inovadoras que viabilizam ambientes totalmente integrados aos sistemas empresariais e às diversas necessidades do mercado.

O objetivo final e comprometimento da Semapi direciona seus esforços para três diretrizes básicas: a implementação da tecnologia, o aumento da produtividade com otimização de processos e a redução de custos para as empresas.

# fornecedores:

## produtos/serviços



**End.:** Av. Presidente Wilson, 4382  
- Vila Independência  
**Cep:** 04220-001 São Paulo SP  
**Tel.:** (11) 2101-9000/04/08/09/63/06/13  
**e-mail:** [vendas@metalinox.com.br](mailto:vendas@metalinox.com.br)  
**Site:** <https://www.metalinoxsp.com.br/>

**A** tendemos a todo o mercado industrial brasileiro de Óleo-Gas e petroquímico, com barras de aços inoxidáveis especiais importados da Europa. Produtos de alta qualidade, desempenho garantido e assistência metalúrgica de pré e pós-venda. A Metalinox Cogne está capacitada com um grande estoque de produtos para fornecimento imediato direto de São Paulo, todos certificados com as normas NACE, Norsok e ASTM. Dentre os produtos disponíveis estão em estoque permanente, os aços AISI 316L, 630 (17-4PH), Duplex (UNS 31803), Superduplex (UNS 32750/32760), em diversas dimensões desde 20 até 400 mm de diâmetro. A inovação da empresa é a disponibilidade de bitolas retangulares e quadradas dirigidas à fabricação de peças e componentes de ANM (árvore de natal molhada). Dentre os materiais disponíveis a empresa já possui um estoque de Ligas de Níquel INCONEL 625 e 718 que abastece os grandes players do Óleo e Gas brasileiro. A Metalinox Cogne, através do seu departamento de engenharia do produto está capacitada a realizar a melhor seleção de matérias-primas e oferece ao mercado também peças usinadas sob desenho para atender às especificações mais rigorosas de resistência à corrosão (CRA) e propriedades mecânicas.

Consulte-nos e visite o nosso site: [www.metalinox.com.br](http://www.metalinox.com.br)

**SUA MARCA ANUNCIE AQUI**

**APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:**



**End.:** Praça Quinze de Novembro, 20  
- Centro  
**Cep:** 20010-010 Rio de Janeiro RJ  
**Tel.:** (21) 96463-4256 / 96488-0520  
**e-mail:** [ricardo@rpocomercioexterior.com.br](mailto:ricardo@rpocomercioexterior.com.br)  
**Site:** <http://www.rpocomercioexterior.com.br/>

**A** RPO Comércio Exterior atua no mercado de câmbio com uma equipe experiente e tendo em sua carteira empresa de diversos portes com operações no Brasil e exterior.

#### Segmentos:

- Aduaneiros
- Construção Civil e Arquitetura
- Comércio Atacadista e Varejista
- Comunicação
- Consultoria, Assessoria e Treinamento
- Corretora de Seguros
- Energia
- Empreendimentos Imobiliários
- Empresas de Navegação
- Escritórios de Advocacia
- Escritórios de Contabilidade
- Indústrias
- Informática e Internet
- Óleo e Gás
- Publicidade e Propaganda
- Outros seguimentos

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

**SUA MARCA ANUNCIE AQUI**

**APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:**



**End.:** Rua Dr. Garnier, 261 - Rocha  
**Cep:** 20975-000 Rio de Janeiro RJ  
**Tel.:** (21) 2218-9207/3520-0210 /0224 /0226 / (21) 98296-6140 (WhatsApp)  
**e-mail:** [vendas@lapsol.com.br](mailto:vendas@lapsol.com.br)  
**Site:** <https://lapsol.com.br/>

**C** om mais de duas décadas no setor industrial e offshore, contando com equipes habilitadas para trabalhar nas mais diversas situações, nós, da Lapsol, nos tornamos uma opção confiável e experiente para manutenção de equipamentos rotativos, fabricação e recuperação de selos mecânicos.

Possuímos todas as certificações e documentos que nos habilitam a prestar serviços de manutenção com excelência, bem como na fabricação de nossos produtos.

Temos como objetivo oferecer soluções efetivas, prezando sempre pela qualidade e buscando garantir o mais alto nível de satisfação de cada cliente.

Também nacionalizamos qualquer tipo de selo mecânico.

**SUA MARCA ANUNCIE AQUI**

**APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:**

**Revista digital  
Oil & Gas Brasil**

FPSO GUANABARA MV31  
NASSAU  
IMO 9171436

**ANUNCIE CONOSCO!!!**

**Próxima edição: n° 40 - Maio  
Entrega de material: 05/05/23  
Circulação: 10/05/23**