

# Revista digital Oil & Gas Brasil

Ano 2023 . Edição 40 . nº 040

- \* **Emerson avançará sua liderança em automação global**
- \* **Wärtsilä realiza trabalho de operação e manutenção na P-63**
- \* **Actemium assina contrato com a Petrobras**
- \* **Shell está prestes a assinar contrato com a MARS**
- \* **ABB fornece sistema elétrico completo para nova embarcação**



**Leandro Basílio,**  
*CEO e fundador da Deep Seed  
Solutions*

**Inovação é o que se  
renova continuamente**

# KONG®

## A LUVA ORIGINAL DE IMPACTO DA INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS

O SDX2 foi a pioneira das luvas de impacto para serviço pesado, projetadas especificamente para aplicações na área de petróleo e gás há mais de 20 anos. Conhecida em todo o mundo como a referência de todas as luvas de trabalho da indústria pesada. Seu design resistiu ao teste do tempo e é continuamente certificada para garantir a proteção das mãos em condições extremas de trabalho.



US Patents: 9,241,519 • D756,039



# SDX2

CA 47.712



**85% DE REDUÇÃO DA FORÇA DE IMPACTO**

Ergonomicamente projetado para total amplitude de movimento e destreza

**90% DE REDUÇÃO DA FORÇA DE IMPACTO**

Acolchoamento de espuma de gel colocado internamente para maior desempenho

**66% DE REDUÇÃO DA FORÇA DE IMPACTO**

Projetado ergonomicamente para uma amplitude total de movimento e destreza, o design angular da ponta dos dedos reduz as lesões por pinçamento

BUILT TOUGH BY:



A BBI Company

CONTACT:



**BRIGHTON-BEST INTERNATIONAL**

55-11-5641-4037

(11) 96380-8904

luizab@brightonbest.com.br

www.brightonbest.com.br

# Sumário

10 petróleo e gás

16 entrevista exclusiva

12 matéria de capa

34 novo cargo

## Seções:

03 sumário

04 editorial

05 petróleo e gás

06 artigo I

09 petróleo e gás

14 petróleo e gás

19 petróleo e gás

20 artigo II

21 isolamento

23 petróleo e gás

27 artigo III

36 fornecedores

38 fornecedores

39 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 / Lorrane 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

## *o maior evento de petróleo e gás do mundo*

**N**o início do mês, foi realizada em Houston no Texas, a maior feira de petróleo e gás do mundo. A OTC Offshore Technology Conference 2023. O pavilhão Brasil contou com a participação recorde de 55 empresas brasileiras de diferentes segmentos do setor, que apresentaram soluções inovadoras em segmentos como máquinas e equipamentos, automação industrial, equipamentos de segurança, fundição, forjaria, softwares, entre outros.

O evento reuniu empresas da cadeia de suprimentos para o segmento offshore do setor de petróleo e gás do mundo inteiro. Organizado pela ApexBrasil, o pavilhão brasileiro apresentou as tecnologias mais promissoras para transição energética, descarbonização das operações das operadoras do setor e soluções para indústria de petróleo e gás offshore (marítima).

A expectativa de negócios girou em torno de US\$ 126 milhões, além de 12 atendimentos a investidores qualificados.

Em Outubro teremos aqui no país a OTC Brasil, que é um evento realizado pela Offshore Technology Conference (OTC), o evento é composto por conferências técnicas e uma feira, nas quais os profissionais conhecem as últimas novidades, pesquisas e avanços em produtos, serviços e oportunidades de negócios no ramo da exploração de petróleo em águas profundas e ultra profundas no Brasil e outras regiões do globo.

*boa leitura!*

*A editora*



Foto: Divulgação

## Equinor revela investimento de US\$ 9 bilhões em projeto no Brasil

*A Equinor tomou uma decisão final de investimento para um projeto de petróleo e gás na Bacia de Campos, que deve ser o primeiro projeto do país a tratar o gás offshore e ser conectado à rede nacional.*



Foto: Divulgação

**A** Equinor tomou uma decisão final de investimento para um projeto de petróleo e gás na Bacia de Campos, que deve ser o primeiro projeto do país a tratar o gás offshore e ser conectado à rede nacional sem mais em terra em processamento. Juntamente com seus parceiros Repsol Sinopec Brasil e Petrobras, a Equinor, como operadora do projeto BM-C-33, tomou a decisão final de investimento para desenvolver o projeto, revelando um investimento de aproximadamente US\$ 9 bilhões.

Este projeto compreende três diferentes descobertas do pré-sal – Pão de Açúcar, Gávea e Seat – contendo reservas recuperáveis de gás natural e óleo/condensado acima de um bilhão de barris de óleo equivalente. Geir Tungesvik, vice-presidente executivo de projetos, perfuração e aquisição da Equinor, comentou: “A decisão final de investimento do

BM-C-33 é um marco importante para os parceiros e para a Equinor. Em conjunto com parceiros e fornecedores, desenvolvemos um projeto significativo que fornecerá energia ao Brasil para atender às crescentes demandas energéticas e gerar valor para proprietários e sociedade, contribuindo para o desenvolvimento industrial local. O Brasil é uma das principais áreas da Equinor e o investimento no BM-C-33 enfatiza a importância estratégica de nosso portfólio brasileiro.”

Segundo a Equinor, o conceito selecionado para o BM-C-33 é baseado em um FPSO capaz de processar gás e óleo/condensado e especificá-los para venda sem a necessidade de processamento adicional em terra. A capacidade de produção do FPSO é de 16 milhões de metros cúbicos de gás por dia, com exportações médias esperadas de 14 milhões de metros cúbicos de gás por dia. O arranque do projeto está previsto para 2028.

Veronica Coelho, Country Manager da Equinor no Brasil, comentou: “O BM-C-33 é um dos principais projetos no país para trazer novos suprimentos de gás doméstico, sendo um contribuinte chave para o desenvolvimento do mercado brasileiro de gás. O gás exportado do projeto pode representar 15 por cento da demanda total de gás brasileiro no start-up. Seu desenvolvimento também contribuirá para a segurança energética e o desenvolvimento econômico, possibilitando muitas novas oportunidades de trabalho localmente.”

Além disso, o BM-C-33 será o segundo FPSO da Equinor no Brasil usando turbinas a gás de ciclo combinado, reduzindo significativamente as emissões de carbono durante as operações. Além disso, a tecnologia será aplicada em Bacalhau, na Bacia de Santos, combinando uma turbina a gás com uma turbina a vapor para aproveitar o excesso de calor que seria perdido. Ao

implementar essa tecnologia, a gigante norueguesa afirma que a intensidade média de CO<sub>2</sub> do BM-C-33 ao longo de sua vida útil será inferior a 6 quilos por barril de óleo equivalente. Com base na declaração da Equinor, o gás natural será exportado para a costa por meio de um gasoduto offshore de 200 quilômetros do FPSO ao Terminal de Cabiúnas – TECAB e depois conectado à rede de transporte de gás, enquanto os líquidos devem ser descarregados por navios aliviadores.

O bloco BM-C-33, localizado em lâmina d’água de até 2.900 metros, foi descoberto pela Repsol Sinopec em 2010 e a Equinor assumiu a operação em 2016. Os parceiros aprovaram o conceito de desenvolvimento do BM-C-33 em março de 2021. A Equinor, como operadora, detém uma participação de 35% neste bloco, enquanto a Repsol Sinopec Brasil e a Petrobras detêm 35 e 30% de participação, respectivamente.

Em nota separada, a Petrobras confirmou a decisão final de investimento no projeto BM-C-33. A capacidade de processamento de óleo/condensado do FPSO será de 20.000 m<sup>3</sup>/dia e a capacidade de produção e exportação de gás será de 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia, com um fluxo médio de exportação de gás natural de cerca de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A Equinor concedeu uma carta de intenção à TechnipFMC no ano passado para um estudo integrado de engenharia e design de front-end (iFEED) no projeto BM-C-33. Isso incluiu a opção de prosseguir com um contrato direto com a TechnipFMC para a fase integrada de engenharia, aquisição, construção e instalação (iEPCI) do projeto, que abrangeria todo o sistema submarino, incluindo sistemas de árvores Subsea 2.0, manifolds, jumpers, risers rígidos e linhas de fluxo, umbilicais, terminações de tubulações e distribuição submarina e equipamentos de controle na superfície.

# Oportunidades e Desafios da Digitalização na Indústria Upstream de Óleo E Gás: Uma Análise Abrangente e Extensa



Foto: Divulgação

A indústria de petróleo e gás tem estado consistentemente na vanguarda da inovação tecnológica, impulsionada pela demanda sempre presente para extrair, processar e fornecer energia globalmente. Nos últimos tempos, o setor passou por uma transformação digital significativa, à medida que as empresas se esforçam para aproveitar novas tecnologias e análises de dados para melhorar a eficiência operacional, aumentar a segurança e reduzir despesas. Essa transformação apresenta oportunidades e desafios que precisam ser considerados e abordados para proporcionar todo o potencial da Digitalização no setor upstream de petróleo e gás.

## **Principais áreas de foco da transformação digital na indústria de petróleo e gás upstream**

Várias tecnologias digitais estão transformando a indústria upstream de petróleo e gás. Essas tecnologias incluem Data

Analytics e Machine Learning, que são empregados para analisar grandes quantidades de dados para melhorar a eficiência operacional, a segurança e a tomada de decisões. A se referir ainda a Internet das Coisas (IoT), que permite a monitoramento e ajuste em tempo real de vários aspectos das operações, bem como a Cloud Computing, que permite o acesso remoto e a análise de grandes volumes de dados. Além disso, não podemos esquecer o papel da Robótica e da Automação nas áreas de perfuração, produção e manutenção, juntamente com o uso de Digital Twins, uma tecnologia utilizada para otimizar o desempenho e a tomada de decisões. A tecnologia Blockchain também tem um papel fundamental na melhoria da transparência, rastreabilidade e eficiência no setor upstream de petróleo e gás. Veja abaixo um mergulho mais profundo em cada uma dessas principais áreas de foco:

1 - Data Analytics e Machine Learning: essas tecnologias são empregadas para analisar grandes quantidades de dados gerados pelas operações upstream de petróleo e gás, com o objetivo de aumentar a eficiência operacional, diminuir o tempo de inatividade e melhorar a segurança. Algoritmos de machine learning podem ser usados para prever falhas de equipamentos, otimizar operações de perfuração e identificar padrões em dados sísmicos, o que pode levar a uma modelagem de reservatório mais precisa e a uma melhor tomada de decisão.

2 - Internet das coisas (IoT): os dispositivos IoT são utilizados para monitorar e regular vários aspectos das operações upstream de petróleo e gás, incluindo desempenho de equipamentos, taxas de produção e condições ambientais. Sensores de IoT podem ser instalados em plataformas de perfuração, dutos e outros equipamentos para monitorar o desempenho e detectar anomalias em tempo real, permitindo manutenção preventiva e redução do tempo de inatividade.

3 - Computação em nuvem (Cloud Computing): As plataformas de computação em nuvem são usadas para armazenar e analisar enormes volumes de dados gerados pelas operações upstream de petróleo e gás, permitindo que as empresas acessem essas informações de qualquer lugar do mundo e em tempo real. As soluções baseadas em nuvem permitem maior flexibilidade e escalabilidade, reduzindo a necessidade de hardware local e infraestrutura de TI.

4 - Robótica e Automação: As tecnologias de robótica e automação são aplicadas para executar uma série de tarefas em operações upstream de petróleo e gás, incluindo perfuração, produção e manutenção. O uso de veículos subaquáticos autônomos (AUVs) e veículos operados remotamente (ROVs) para inspeções submarinas, sistemas de perfuração automatizados e soluções de manutenção robótica podem levar a economias significativas de custos e maior segurança.

5 - Digital Twins: gêmeos digitais são modelos virtuais de ativos físicos, processos ou sistemas que podem ser usados para otimizar o desempenho, prever falhas e aprimorar a tomada de decisões. No setor upstream de petróleo e gás, os Digital Twins podem ser utilizados para modelagem de reservatórios, planejamento de poços e otimização da produção.

6 - Blockchain: Blockchain pode ser empregado para melhorar a transparência, rastreabilidade e eficiência em vários aspectos da indústria upstream de petróleo e gás, como gerenciamento da cadeia de suprimentos, gerenciamento de contratos e rastreamento de ativos.

## **Oportunidades e Benefícios**

A transformação digital na indústria upstream de petróleo e gás apresenta inúmeras oportunidades e benefícios, como maior

## **artigo I (continuação)**

segurança, maior eficiência operacional e custos reduzidos. Ao alavancar novas tecnologias e análise de dados, as empresas podem obter insights em tempo real sobre suas operações, permitindo uma melhor tomada de decisões e otimização de processos. Além disso, a monetização de dados pode criar novos fluxos de receita e gerar valor significativo, contribuindo para o crescimento e desenvolvimento do setor.

### **Algumas oportunidades e benefícios específicos incluem:**

a) Modelagem de reservatório aprimorada e planejamento de poços: análise avançada de dados e algoritmos de aprendizado de máquina podem melhorar a precisão da modelagem de reservatórios e o planejamento de poços, levando a uma melhor utilização de recursos e custos reduzidos.

b) Maior eficiência de perfuração: O uso de automação, robótica e dados em tempo real podem levar a operações de perfuração mais eficientes, reduzindo o tempo não produtivo e minimizando o impacto ambiental.

c) Gerenciamento simplificado da cadeia de suprimentos: a digitalização pode otimizar a cadeia de suprimentos, fornecendo visibilidade em tempo real dos níveis de estoque, previsões de demanda e logística de transporte, levando a custos reduzidos e maior eficiência.

d) Melhor tomada de decisão: o acesso a dados em tempo real e ferramentas de análise avançada pode permitir uma tomada de decisão mais rápida e informada, levando a um melhor desempenho operacional e a riscos reduzidos.

e) Maior segurança e desempenho ambiental: o uso de dispositivos IoT, robótica e automação pode aumentar a segurança, reduzindo a exposição humana a situações perigosas e minimizando o potencial de erro humano. Além

disso, as tecnologias digitais podem ajudar a monitorar e minimizar o impacto ambiental das operações upstream, garantindo a conformidade com as normas e promovendo a sustentabilidade.

### **Desafios**

Apesar dos benefícios promissores, a transformação digital na indústria upstream de petróleo e gás também apresenta vários desafios. Isso inclui requisitos de investimento significativos em novas tecnologias e infraestrutura, a complexidade de integrar novas tecnologias às operações existentes e o desafio de aprimorar as habilidades da força de trabalho para aproveitar as vantagens das novas tecnologias.

### **Alguns desafios específicos incluem:**

a) Alto gasto de capital: a implementação de tecnologias digitais em operações upstream geralmente requer investimentos substanciais, o que pode ser um desafio para as empresas, especialmente em tempos de preços baixos do petróleo e incertezas do mercado.

b) Segurança e privacidade dos dados: À medida que as empresas dependem cada vez mais das tecnologias digitais, elas também devem garantir a segurança e a privacidade das grandes quantidades de dados gerados e armazenados. Isso envolve a implementação de medidas robustas de segurança cibernética e o cumprimento dos regulamentos de proteção de dados.

c) Mudança organizacional e cultural: A adoção bem-sucedida de tecnologias digitais geralmente requer uma mudança fundamental na cultura organizacional, com foco na colaboração, inovação e melhoria contínua. Isso pode ser um desafio significativo, especialmente em empresas grandes e bem estabelecidas.

d) Considerações regulatórias e legais: A adoção de tecnologias

digitais na indústria upstream de petróleo e gás também pode envolver a navegação por cenários regulatórios e legais complexos, que podem variar em diferentes jurisdições.

### **Estratégias para superar desafios**

Mas quais são as principais estratégias que as empresas do setor upstream de petróleo e gás devem adotar para implementar com sucesso as iniciativas de transformação digital? Essas estratégias incluem a adoção de uma abordagem estratégica para a transformação digital, garantindo um gerenciamento robusto de dados, investindo em ferramentas de análise e conhecimento, fomentando a inovação e parcerias, digitalizando a cadeia de suprimentos, promovendo uma cultura de inovação e melhoria contínua e adotando uma abordagem proativa à segurança cibernética. Ao implementar essas estratégias, as empresas podem enfrentar com eficiência os desafios da transformação digital e aproveitar ao máximo o potencial das novas tecnologias, levando a melhorias operacionais, economia de custos e novos fluxos de receita:

a) Abordagem estratégica: as empresas devem adotar uma abordagem estratégica para a transformação digital, concentrando-se nas áreas de suas operações que mais precisam de melhorias e desenvolvendo um roteiro de implementação. Este roteiro deve abranger um plano claro de investimento em novas tecnologias e infraestrutura e um plano de qualificação da força de trabalho para tirar proveito das novas tecnologias.

b) Gerenciamento de dados: plataformas e sistemas robustos de gerenciamento de dados, bem como pessoal qualificado que possa gerenciar e analisar os dados, são cruciais para a monetização de dados no setor upstream de petróleo e gás.

c) Analytics e insights: O investimento em ferramentas e expertise em analytics, bem como a colaboração entre diferentes

## artigo I (continuação)

equipes e funções dentro da organização, é essencial para gerar insights que possam gerar melhorias nas operações.

d) Inovação e parcerias: as empresas devem buscar ativamente inovação e parcerias para gerar novos fluxos de receita e modelos de negócios, aproveitando dados e análises para criar novos produtos e serviços ou fazer parcerias com outras empresas para monetizar dados de maneiras novas e inovadoras.

e) Digitalização da cadeia de suprimentos: ao alavancar dados e análises para otimizar a cadeia de suprimentos, as empresas podem reduzir custos, melhorar a eficiência e gerar novos fluxos de receita.

f) Promover uma cultura de inovação e melhoria contínua: Promover a colaboração e o compartilhamento de conhecimento entre diferentes equipes e funções pode criar uma organização mais dinâmica e responsiva, capaz de se adaptar às mudanças nas condições do mercado e aproveitar novas oportunidades à medida que surgem.

g) Adotar uma abordagem proativa para segurança cibernética: as empresas devem investir em medidas robustas de segurança cibernética, incluindo criptografia, controles de acesso seguro e auditorias de segurança regulares, para proteger seus dados e infraestrutura digital.

### Conclusão

A transformação digital tornou-se um processo indispensável para a indústria upstream de petróleo e gás, pois tem o potencial de abrir novas oportunidades, aumentar a eficiência operacional e melhorar as medidas de segurança. Ao adotar uma abordagem estratégica para a transformação digital, as empresas podem enfrentar com sucesso os desafios que podem encontrar durante a implementação de novas tecnologias e processos. Isso, por sua vez, permite que eles

percebam os inúmeros benefícios da transformação digital, contribuindo assim para o crescimento e desenvolvimento do setor e para a produção sustentável de energia para o mundo.

À medida que o setor continua a evoluir e a enfrentar desafios sem precedentes, é crucial que as empresas permaneçam ágeis, adaptáveis e resilientes. Isso envolve não apenas abraçar novas tecnologias e práticas, mas também manter o foco na monetização de dados e na geração de valor. Ao promover uma cultura de inovação e colaboração, as empresas podem garantir que permanecerão à frente em um mundo cada vez mais digital e orientado por dados, posicionando-se para o sucesso e a competitividade a longo prazo.

Além disso, é essencial que as organizações do setor upstream de petróleo e gás invistam no desenvolvimento de sua força de trabalho, garantindo que os funcionários estejam equipados com as habilidades e conhecimentos necessários para alavancar novas tecnologias e se adaptar às mudanças nas condições do mercado. Isso requer um compromisso com o aprendizado contínuo e o desenvolvimento profissional, bem como o estabelecimento de

equipes colaborativas e multifuncionais que possam impulsionar a inovação e fornecer resultados tangíveis.

Além disso, as empresas também devem reconhecer a importância de medidas robustas de segurança cibernética, pois a crescente dependência de tecnologias e dados digitais torna o setor mais vulnerável a ameaças cibernéticas. A implementação de protocolos de segurança cibernética rigorosos, juntamente com auditorias de segurança regulares, criptografia e controles de acesso seguro, protegerá dados valiosos e infraestrutura digital, protegendo assim os ativos e a reputação da empresa.

Em conclusão, a transformação digital é um processo vital e contínuo para a indústria upstream de petróleo e gás. Ao adotar uma abordagem estratégica, investir nas tecnologias certas, promover uma cultura de inovação e enfrentar os desafios que ela apresenta, as empresas podem desbloquear novas oportunidades e garantir seu sucesso a longo prazo em um mundo cada vez mais digital e em rápida evolução.

### Sobre o autor:

Felipe Germini é o fundador e sócio-gerente da A|F Consulting Partners, consultoria brasileira especializada no setor de Petróleo e Gás. Com mais de 24 anos de experiência na indústria, ele ocupou vários cargos de liderança na Schlumberger, incluindo gerenciamento executivo e planejamento para operações onshore e em águas profundas em todo o mundo. Suas áreas de especialização incluem transformação organizacional, melhoria de processos, desenvolvimento de negócios e gerenciamento de operações.

A|F Consulting Partners oferece Consultoria como Serviço (CaaS) com foco principal em assessoria estratégica em desenvolvimento de negócios, fusões e aquisições, gestão integrada de projetos, digitalização e suporte técnico com diversos clientes locais e internacionais na indústria de Petróleo e Gás.





## Shell está prestes a assinar contrato com a MARS

*A Shell Brasil, uma subsidiária da gigante de energia com sede no Reino Unido Shell, concedeu um contrato de aviso limitado de reciclagem verde para prosseguir (LNTP) à Modern American Recycling Services, Europa (MARS) para uma embarcação flutuante de armazenamento e descarga (FPSO) trabalhando fora litoral do Rio de Janeiro.*

**A** MARS divulgou que formalizou um acordo LNTP com a Shell para desmantelamento e reciclagem verde do FPSO Fluminense, após 20 anos de serviço na Bacia de Campos. Além disso, o LNTP define os termos de um contrato entre os dois jogadores que deverá ser celebrado este ano. Abrange a engenharia, preparação, desmontagem e reciclagem verde do FPSO. Espera-se que esta embarcação chegue ao estaleiro da MARS em 2024, após obter as aprovações necessárias em conformidade com os regulamentos locais e internacionais.

“Estamos felizes que a Shell Brasil Petróleo Ltda. optou por aposentar e reciclar verdadeiramente o Fluminense FPSO em nossa instalação de reciclagem verde aprovada pela UE no porto de Frederikshavn, em conformidade com todas as regras e regulamentos locais, nacionais e internacionais”, destacou MARS ao comentar este acordo.

O FPSO Fluminense, com 390 metros de comprimento e LDT de 51.000 Mt, foi comissionado em 2003 nos campos de petróleo de Bijupirá e Salema, na Bacia de Campos. Esses campos estão localizados adjacentes uns aos outros, cerca de 250 km a leste do Rio de Janeiro, em lâminas d’água que variam de aproximadamente 470 a 800 metros.

A MARS garantiu vários acordos de reciclagem no ano passado, incluindo o da Petrojarl Foinaven FPSO de Teekay. Este FPSO e a sua saída de campo estiveram no centro das atenções na sequência de um voto pela greve dos trabalhadores da embarcação devido a uma disputa relacionada com pacotes de despedimentos.



Foto: Divulgação

# Potencial da Petrobras e do Brasil na transição energética é destaque na OTC 2023

*Petrobras encerra participação na conferência com cerca de 40 trabalhos técnicos e apresentações*



Foto: Divulgação

Brasil tem todas as condições para ser protagonista global da transição energética por ter uma produção de petróleo e gás de baixo custo e baixas emissões; por já ter uma matriz de energia limpa; e por reunir recursos naturais essenciais para produção de energias renováveis. Neste contexto promissor, a Petrobras levou suas inovações e planos de descarbonização para a Offshore Technology Conference (OTC), o mais importante evento da indústria de petróleo e gás offshore (em alto mar).

Com cerca de 40 apresentações entre sessões técnicas e plenárias, a Petrobras defendeu a necessidade da complementaridade de recursos para promover uma transição energética justa, inclusiva e sustentável e apresentou suas mais avançadas tecnologias para reduzir as emissões da sua produção de petróleo e gás, que já está entre as mais descarbonizadas do mundo.

Veja o resumo das principais apresentações:

## **Novidade em Captura de Armazenagem de Carbono**

A Petrobras anunciou estudos para implantação no Brasil de um projeto inédito de hub de captura e armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> (CCS) em parceria com outras empresas e um projeto piloto de CCS no Rio de Janeiro, com capacidade de capturar 100 mil toneladas de CO<sub>2</sub> por ano no terminal de Cabiúnas, no norte do Estado. São projetos ainda em fase de estudos e a previsão de implantação ainda depende de análises complementares. A regulação é um dos principais desafios para o desenvolvimento de CCS no Brasil, assim como a busca por aquíferos salinos com capacidade de armazenar grandes volumes de CO<sub>2</sub>.

A Petrobras já é líder mundial em captura, uso e armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> (o chamado Carbon Capture, Utilization and Storage – CCUS) nos campos do pré-sal como forma de aumentar a produção de petróleo. Em 2022, a empresa atingiu o recorde de 10,6 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> reinjetadas em 2022, equivalente a cerca de 25% do total da capacidade de reinjeção da indústria. Para os próximos anos, a Petrobras ampliou os compromissos para 80 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> reinjetados até 2025, o dobro da meta anterior.

## **Liderança em redução de emissões no setor**

A Petrobras se tornou uma das empresas de petróleo com menor emissão de gases do efeito estufa no mundo ao reduzir em 39% suas emissões absolutas entre 2015 e 2022. Entre os resultados na melhoria da eficiência energética da companhia no segmento de exploração e produção (E&P), destacam-se:

- A intensidade das emissões no segmento de E&P (kgCO<sub>2</sub>e/boe produzido) da Petrobras caiu pela metade entre 2009 e 2022;
- Os campos de Búzios e Tupi, no pré-sal, respondem por metade da produção da Petrobras e operam entre os de menor pegada de carbono do mundo, com cerca de 9 kgCO<sub>2</sub>e/boe, enquanto a média mundial é de 17,6 kgCO<sub>2</sub>e/boe.
- As emissões absolutas de metano caíram 55% entre 2015 e 2022.

## **Novas tecnologias para redução de emissões**

A Petrobras desenvolveu uma tecnologia inédita na indústria mundial de petróleo e gás, capaz de remover o gás de alto teor de CO<sub>2</sub> ainda no fundo do mar: é o chamado Hi-SEP.

Desenvolvida e patenteada pela Petrobras, essa solução vai separar o gás rico em CO<sub>2</sub> do petróleo, ainda no leito marinho, e reinjetar esse gás no reservatório, evitando sua emissão para a atmosfera e aumentando a eficiência do projeto.

Além do Hi-SEP, a Petrobras apresentou outra tecnologia de baixo carbono em desenvolvimento pela Petrobras: o “All Electric”. A inovação se baseia na eletrificação de todos os sistemas de processamento nas novas instalações de superfície das plataformas de produção. O objetivo é aumentar a eficiência energética e a confiabilidade do FPSO, com redução líquida de emissões de CO<sub>2</sub> em até 20%. Considerando outras tecnologias previstas nos novos projetos para aumentar a eficiência energética das plataformas, a redução das emissões pode chegar a 30%.

Um outro exemplo é o projeto de revitalização dos campos de

## **petróleo e gás (continuação)**

Marlim, na Bacia de Campos (RJ). Ao substituir as nove plataformas que operam hoje nos campos de Marlim por dois novos FPSOs mais modernos, a companhia vai reduzir 60% das emissões de carbono e aumentar a produção destes campos em 20%.

### ***Ecosystema de energias***

A Petrobras avalia adotar, pela primeira vez no Brasil, uma nova solução que buscará integrar as operações de exploração e produção (E&P) da Margem Equatorial (e de áreas de nova fronteira) a novas fontes de energia: é o chamado “ecossistema de energia”. Na prática, a companhia avalia desenvolver novos projetos de E&P que incorporem, em todo seu ciclo de vida, a associação com soluções que reduzam as emissões de gases de efeito estufa no longo prazo como, por exemplo, a energia eólica offshore, o hidrogênio de baixo carbono e a captura de carbono, entre outras fontes em estudo.

### ***Potencial eólico***

O Brasil reúne todas as condições favoráveis para liderar o desenvolvimento global de energia eólica offshore. Para se ter ideia, o potencial de geração estimado do país é de 700 GW em locações offshore com baixa profundidade— um volume que corresponde a mais de 30 vezes a capacidade de geração instalada hoje no mundo – segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ligada ao Ministério das Minas e Energia (MME). Nesse cenário promissor, a Petrobras está avaliando, em parceria com a Equinor, a viabilidade técnico-econômica e ambiental de implementar sete projetos de eólica offshore cobrindo todo o litoral brasileiro.

Segundo o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), cerca de mil brasileiros participaram da OTC 2023, em Houston, se tornando a maior delegação estrangeira do evento, o que evidencia o protagonismo brasileiro no setor de energia offshore no mundo.



Foto: Divulgação

# Revitalização em campo

*Início da produção do FPSO Anna Nery, nos campos de Marlim e Voador, e a descoberta de petróleo no campo de Frade, todos na madura e produtiva bacia de Campos mostra que a revitalização começa a ganhar força em águas profundas e ultraprofundas.*

Por Julia Vaz



As boas novas no início do mês de maio sinalizam que a indústria de óleo e gás pretende acompanhar e impactar positivamente a economia, que mostra sinais de reaquecimento com o crescimento da produção industrial brasileira, de 1,1% em março.

Esse resultado foi puxado por um avanço na produção do setor de derivados do petróleo, segundo aponta o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), que realizou o estudo. Um novo alento, sem dúvida, após dois meses de

queda, no qual a retração acumulada ficou em 0,5%.

Embora seja a maior taxa de crescimento desde outubro de 2022, quando avançou 1,3, está 1,3% abaixo do patamar pré-pandemia e quase 18% abaixo do recorde da série, alcançado em maio de 2011.

Contribui para essa expectativa anúncios feitos pela indústria e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que contabilizou um crescimento de 12,2% nas reservas provadas no Brasil, em 2022 – e ainda um aumento de 9,7% no volume relativo ao somatório de reservas provadas e prováveis (2P) e de 11,1% no somatório das provadas, prováveis e possíveis (3P).

Esses números, apresentados no início do mês, estão no Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR) da ANP, que traz informações consolidadas sobre as reservas brasileiras de petróleo e gás natural declaradas em 2022. As oil companies com contratos de exploração e produção com a ANP declararam 14,856 bilhões de barris de petróleo de reservas provadas, 21,943 bilhões de barris de reservas provadas + prováveis e 26,922 bilhões de barris de reservas provadas + prováveis + possíveis.

Com isso, o índice de reposição de reservas provadas (IRR 2022/2021) de petróleo foi de 246,3 %, representando cerca de 2,717 bilhões de barris em novas reservas. O índice de reposição de reservas indica a relação entre o volume apropriado e o volume produzido no período considerado, ou seja, para cada barril de petróleo produzido foram apropriados outros 2,27 barris.

## O que são reservas provadas, prováveis e possíveis

As reservas provadas correspondem à quantidade de petróleo ou gás natural que a análise de dados de geociências e engenharia indica com razoável certeza como recuperáveis comercialmente, na data de referência do Boletim Anual de Recursos e Reservas. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a estimativa deverá ser de pelo menos 90%.

Nas prováveis, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a soma das estimativas das reservas provada e provável deverá ser de pelo menos 50%. No caso das reservas possíveis, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja maior ou igual à soma das estimativas das reservas provada, provável e possível deverá ser de pelo menos 10%.

## Novos FPSOs em Marlim

Logo em seguida, a Petrobras deu início ao ousado projeto de revitalização de Marlim (até hoje o que tem a maior produção acumulada na história). O FPSO Anna Nery vai extrair até 70 mil barris de óleo por dia nos campos de Marlim e Voador, no pós-sal, e de Brava, no pré-sal. A unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência pode produzir ainda 4 milhões de m<sup>3</sup> de gás por dia.

Ancorado em uma profundidade de água de 927 metros, o FPSO

## matéria de capa (continuação)

está interligado a 32 poços dos dois campos do pós-sal e o de Brava (que está localizado no pré-sal de Marlim e Voador).

“A revitalização da bacia de Campos é um projeto fundamental do plano estratégico da Petrobras, com previsão de investimento de US\$ 18 bilhões nos próximos anos. São dois novos FPSOs substituindo 10 unidades. É o maior projeto do mundo em recuperação de ativos maduros da indústria offshore”, disse Jean Paul Prates, presidente da Petrobras.

A outra unidade prevista para produzir nesses ativos é o FPSO Anita Garibaldi. A implantação desses dois novos sistemas de produção permitirá a continuidade operacional dos campos de Marlim e Voador, aumentando a produção para a média de 150 mil barris de óleo equivalente por dia (boed).

O pico de produção do Anna Nery está previsto para 2025. O projeto de revitalização de Marlim e Voador contribuirá para a recuperação da produção da Bacia de Campos, atualmente em cerca de 560 mil boed.

“Temos mais duas plataformas novas prontas, para começar operar: o navio plataforma Almirante Barroso para o campo de Búzios, que aguarda autorização da ANP, e o Anita Garibaldi que está sendo ancorado no campo de Marlim. Mais 13 plataformas vão entrar em produção até 2027”, complementou Prates.

### **PRIO faz primeira descoberta**

Praticamente no mesmo dia, a Prio (nova denominação da PetroRio) anunciou sua primeira descoberta de petróleo no prospecto Maracanã, na bacia de Campos, na segunda fase da revitalização do campo de Frade, que a companhia opera desde 2019, Localizado a 6 km do FPSO Valente, que produz

em Frade, o poço 3-PRIO-1-RJS apresentou uma coluna de 36 metros de óleo (net pay) no objetivo primário (arenito do Eoceno), com rocha de 28% de porosidade e pressão inicial original. Também foi encontrado indício de óleo no objetivo secundário (arenito do Mioceno) com porosidade de 29%.

Maior companhia independente brasileira, a PRIO informou que vai “aprofundar os estudos técnicos em ambos os objetivos, podendo inclusive perfurar mais um poço de extensão, para delimitar a área e o volume (VOIP) das acumulações. Se comprovadas economicamente viáveis, elas poderão abrir caminho para mais uma frente de desenvolvimento no campo de Frade”.

Alguns dias antes a petroleira havia anunciado os resultados do primeiro trimestre, com uma receita líquida recorde de US\$ 565 milhões (aumento de 82% na comparação com 2022), lucro líquido recorde (ex-IFRS 16) de US\$ 231 milhões (acréscimo de 1% versus 1T22) e produção média recorde de 61 mil de barris de óleo e venda recorde de 7,3 milhões de barris, em seu primeiro Relatório de Sustentabilidade.

Além do campo de Frade, a companhia também opera os campos de Polvo e Tubarão Martelo, na Bacia de Campos, e o campo de Manati, na Bacia de Camamu-Almada.

### **Majors reafirmam relevância do Brasil**

Os bons ventos são alimentados também pelas oil companies que atuam no país. A Shell, que atua há mais de 110 anos no país, está reduzindo o número de operações internacionais. A lista de 32 países onde ela atua na exploração e produção será reduzida a 9 nações: Brasil, Brunei, Estados Unidos, México, Reino Unido, Nigéria, Cazaquistão, Omã e Malásia.

“Com isso, os investimentos locais também devem subir”, informou o presidente da companhia no Brasil, Cristiano Pinto da Costa, que chegou a vaticinar. “Última gota de petróleo da Shell no mundo sairá

do Brasil”. Mas já destacou que o país precisa acelerar a consolidação do marco da energia eólica offshore, bem como agilizar as licenças para investimentos em petróleo e gás.

A francesa TotalEnergies também tem o Brasil como país estratégico no seu portfólio. Tanto que este ano aprovou investimentos de aproximadamente 1 bilhão de dólares no desenvolvimento do campo de Lapa South-West, na bacia de Santos, a 300 km da costa do Brasil.

Com o início da produção, previsto para 2025, o projeto aumentará a produção do campo de Lapa em 25.000 barris de petróleo por dia, elevando a produção total para 60.000 barris de petróleo por dia. A TotalEnergies tem participação de 45% no projeto, em parceria com a Shell, que detém 30%, e a Repsol Sinopec, que tem 25%.

O campo está localizado no bloco BM-S-9, que foi dividido em dois sub-blocos após a descoberta de Sapinhoá. A produção offshore comercial completa começou no final de 2016 com o FPSO Cidade de Caraguatatuba MV27 de 100.000 barris por dia.



Foto: Divulgação

## Revitalização de campo produz ‘evidência’ de petróleo em perspectiva no Brasil

*A PetroRio, descobriu provas da existência de petróleo em um prospecto localizado na costa do Brasil.*

**E**m julho de 2021, a PRIO contratou a sonda Norbe VI para a campanha de revitalização do campo de Frade e desenvolvimento de Wahoo na Bacia de Campos, no Brasil. Com isso, a Ocyan está operando a sonda para o jogador brasileiro e continuará a fazê-lo até agosto de 2023, quando o contrato está previsto para terminar.

Na sequência da segunda fase da revitalização do campo de Frade, a PRIO afirma ter encontrado indícios de petróleo no prospecto Maracanã (poço 3-PRIO-1-RJS), localizado a 6 km a sudoeste da FPSO Valente. Segundo a empresa, o alvo primário – arenito do Eoceno – apresentava uma coluna de 36 metros de óleo, com 28 por cento de porosidade da rocha e pressão inicial original. Além disso, foram encontradas evidências de petróleo no alvo secundário – arenito do Mioceno – com 29% de porosidade.

Nos próximos meses, a PRIO pretende realizar mais estudos técnicos sobre ambos os alvos. A empresa também avalia a possibilidade de perfurar mais um poço de extensão, de forma a delimitar a área e, conseqüentemente, o volume (VOIP) dos alvos.

“Se comprovadas economicamente viáveis, essas acumulações podem levar a outra frente de desenvolvimento no campo de Frade”, destacou PRIO. O campo de Frade é um desenvolvimento submarino localizado no Norte da Bacia de Campos com poços vinculados ao FPSO Valente. A PetroRio detém 100% do campo de Frade, após acordos com a Petrobras e a Chevron em janeiro de 2021 e março de 2019, respectivamente. Relativamente às restantes atividades da PRIO, o player brasileiro concluiu recentemente a aquisição da participação da TotalEnergies no bloco

BM-C-32, contendo o campo de Itaipu, no offshore brasileiro, permitindo-lhe assumir a propriedade integral do campo.

A empresa também fechou um acordo operacional de longo prazo com a Ocyan em janeiro de 2023 para a plataforma semissubmersível de sexta geração da West Capricorn, que realizaria operações offshore no Brasil. Embora a plataforma fosse

usada principalmente em campanhas de revitalização de seus campos, ela também poderia ser alugada para terceiros no futuro.

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, no Brasil, permitindo-lhe assumir a operação do campo.

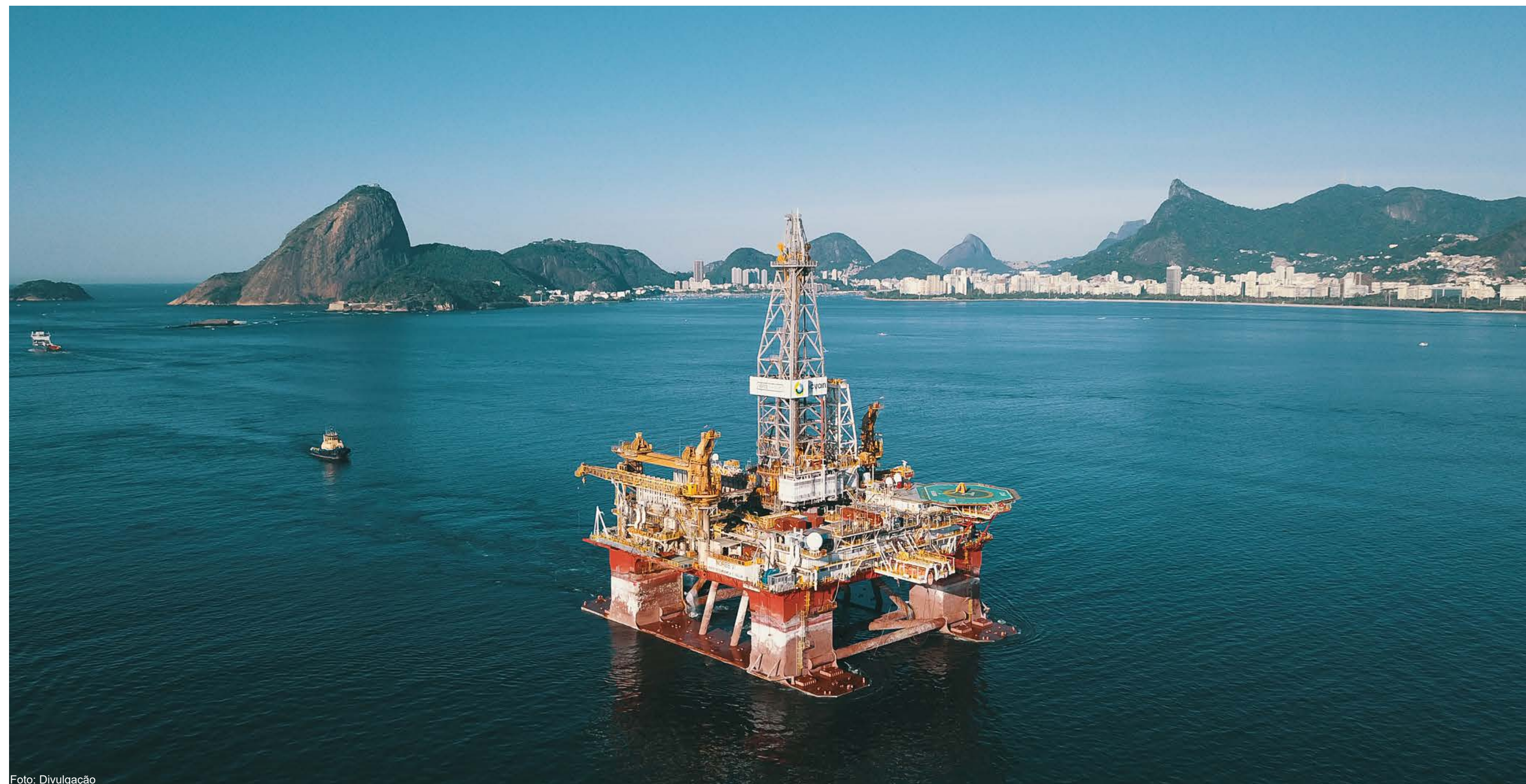


Foto: Divulgação

## Terceira unidade da frota da Prosafe começa a trabalhar no Brasil

**A** Prosafe cumpriu seu cronograma anunciado anteriormente para o início das operações de sua terceira embarcação semissubmersível offshore no Brasil. Esta unidade está fornecendo suporte de segurança e manutenção para a Petrobras, uma gigante estatal brasileira de energia. Em novembro de 2022, a Prosafe foi declarada vencedora de uma licitação lançada pela Petrobras para o fornecimento da unidade semissubmersível Safe Zephyrus, enquanto uma possível adjudicação do contrato e seu cronograma estavam sujeitos a um processo formal durante o qual outros licitantes tiveram a oportunidade de apelo.

Após o término desse prazo, um contrato com compromisso firme de 650 dias, avaliado em aproximadamente US\$ 73 milhões – equivalente a US\$ 112.500 por dia – foi concedido em dezembro de 2022. A unidade Safe Zephyrus estava prevista para iniciar a mobilização para o Brasil após a conclusão do seu contrato com a BP no Mar do Norte, após uma extensão contratual a partir de setembro de 2022. Em uma atualização, a Prosafe confirmou que a embarcação semissubmersível Safe Zephyrus para suporte de segurança e manutenção havia, conforme planejado, embarcado no período de compromisso firme de 650 dias em 30 de abril de 2023 offshore no Brasil com a Petrobras.

Jesper K. Andresen , CEO da Prosafe, comentou: “A Prosafe estabeleceu uma meta de iniciar o contrato com a Petrobras em 1º de maio de 2023, e isso foi alcançado com sucesso no início. Este sucesso é uma prova das capacidades e foco da organização com a colaboração entre as unidades de negócios do Mar do Norte e do Brasil, e esperamos um período de contrato operacional bem-sucedido”. De acordo com a empresa, os escopos de conformidade regulatória e contratual foram executados no caminho para e enquanto no Brasil em preparação para as operações, garantindo que a

unidade Safe Zephyrus pudesse iniciar seu contrato com eficiência. Esta embarcação está se juntando a outras duas unidades offshore no Brasil, depois que a Prosafe ganhou algumas outras licitações com a Petrobras no ano passado, incluindo um contrato de quatro anos para o fornecimento do Safe Notos , bem como um contrato de quatro anos para o fornecimento do Safe unidade de euros .

O Safe Zephyrus , construído em 2016 , uma embarcação irmã do Safe Boreas , foi construído no estaleiro Jurong, em Cingapura, com

o projeto GVA 3000E e está equipado com um sistema DP3 e um arranjo de amarração de 12 pontos. Esta embarcação possui uma grande área de convés aberto de mais de 1.000 m2 e dois guindastes de 50 toneladas.

Em relação às atividades recentes da Prosafe, vale destacar que a empresa está em busca de um novo Chief Executive Officer (CEO), já que o atual decidiu renunciar após mais de seis anos no cargo.



Foto: Divulgação

## Inovação é o que se renova continuamente

Entrevista – Leandro Basílio, CEO e fundador da Deep Seed Solutions

Por Flávia Vaz



**E**mpresa brasileira de base tecnológica, a Deep Seed completa sete anos como uma sólida trajetória: um saldo altamente positivo, tanto em termos de contratos e projetos como também do reconhecimento do setor de que criou uma solução disruptiva.

Trata-se do sistema FLOCO® – Field Layout Concept Optimizer, software que gera conceitos de sistemas submarinos e offshore. O FLOCO gera automaticamente

conceitos de sistemas offshore de produção de petróleo e gás natural, com base na extensa gama de componentes, equipamentos, sistemas e recursos disponíveis na indústria. O programa organiza e ranqueia os conceitos, com base em indicadores como CAPEX (despesas de capital, investimentos), OPEX (custo de operação e manutenção), VPL (Valor Presente Líquido) e TIR (Taxa Interna de Retorno), entre outros dados.

Uma das finalistas do Prêmio ANP de Inovação Tecnológica 2020, a solução que começou a ser desenhada em 2014 para se tornar o carro chefe da Deep Seed Solutions, criada em 2016, já foi

utilizada em diferentes projetos offshore realizados pela indústria de óleo e gás no Brasil, Golfo do México, África e Europa, além de ser tema de artigos técnicos apresentados em conferências internacionais. E continua sendo aprimorada. “O FLOCO® de hoje é uma tecnologia totalmente renovada em comparação com suas primeiras versões desenvolvidas em 2016”, afiança o CEO da Deep Seed Solutions, Leandro Basílio.

Oil & Gas Brasil: **Afinal, para explicar melhor ao leigo, ele**





## entrevista exclusiva (continuação)

**pode ser usado em que tipo de projetos: plataformas? Sistemas submarino de produção de petróleo? Poderia ser usada em um projeto de refino?**

**Leandro Basílio:** O sistema especialista FLOCO® evoluiu drasticamente nos últimos anos, através dos projetos de P&DI desenvolvidos em parceria com as petrolíferas, e alcançou a capacidade de simular, através de Inteligência Artificial, todos os tipos de tecnologias aplicáveis ao desenvolvimentos de sistemas offshore de produção de óleo e gás, de lâminas d'água rasas a ultra profundas, cobrindo todas as disciplinas técnicas, de reservatório a unidade de produção, avaliando virtualmente todos os tipos de plataformas, entre FPSOs, jaquetas, TLPs, SPARs e outras; e diversas alternativas de desenvolvimento de poços, sistemas submarinos e plantas de superfície; tudo realizado automaticamente por Inteligência Artificial. Através dos projetos de P&DI, o FLOCO ganhou também um módulo avançado chamado "FLOCO 4 Brownfield", que agrega análises de extensão de vida de equipamentos e descomissionamento às já consagradas simulações metaheurísticas desenvolvidas pela Inteligência Artificial do FLOCO. Atualmente existe o interesse de algumas petrolíferas de ter a tecnologia FLOCO® ampliada para projetos onshore e downstream, incluindo refino e outras plantas, aplicações que ainda se encontram em fase de planejamento.



**FLOCO**

**Oil & Gas Brasil: O que há de inovador nessa solução, sete anos depois, que a levaram ao patamar de finalistas do Prêmio ANP de**

**Inovação Tecnológica 2020, em uma das mais concorridas categorias?**

**Leandro Basílio:** A grande inovação trazida pelo sistema especialista FLOCO® foi sua capacidade de geração automática de milhares de alternativas conceituais, numa escala de dias, permitindo uma mudança radical na forma em

que as equipes de engenharia desenvolvem os projetos conceituais, transformando um processo manual, mecanicista e cheio de vieses em uma abordagem centrada no pensamento estratégico e na avaliação exaustiva de virtualmente todas as possibilidades tecnicamente viáveis para se desenvolver um campo de produção de óleo e gás offshore. Atualmente, os projetos de P&DI em parceria com as petrolíferas estão caminhando no sentido da transição energética, incorporando capacidades ao sistema como avaliação das emissões de carbono e a simulação de tecnologias de CCUS (Carbon Capture Utilization and Storage). Entendemos que podemos ser ainda mais inovadores e impactar de maneira muito positiva o processo da transição energética.

**Oil & Gas Brasil: Quais os principais projetos em que essa solução já foi usada e referendada? Pode citar aqueles que são públicos?**

**Leandro Basílio:** O FLOCO® já foi aplicado em projetos greenfield e brownfield no Brasil, Golfo do México, Costa da África e



Europa, gerando uma gama de nove artigos técnicos publicados em conferências internacionais, todos em conjunto com as empresas petrolíferas parceiras, registrando resultados expressivos para diversos projetos, além de trazer uma ancoragem científica muito sólida para todo o desenvolvimento que foi realizado até hoje.

**Oil & Gas Brasil: Foi utilizada em algum projeto onshore ou em águas rasas?**

**Leandro Basílio:** O FLOCO® já foi aplicado em alguns projetos em lâminas d'água rasas, comprovando também nestes cenários sua vocação para encontrar as alternativas mais competitivas para o campo. A expansão da tecnologia FLOCO® para os projetos onshore e downstream ainda se encontram em fase de planejamento.

**Oil & Gas Brasil: Desde a criação do FLOCO®, em 2016, quais foram os aprimoramentos que vocês fizeram? Ela ganhou novas ferramentas?**

**Leandro Basílio:** É possível afirmar que o FLOCO® de hoje é uma tecnologia totalmente renovada em comparação com suas primeiras versões desenvolvidas em 2016. O software se encontra atualmente em um estado elevado de maturidade tecnológica, além de ter incorporado neste período diversas outras funcionalidades, como a capacidade de escolher automaticamente a posição das cabeças dos poços, visando estratégias de desenvolvimento do sistema subsea pré-definidas, além da execução completa da engenharia conceitual dos poços e definição conceitual dos sistemas de produção de superfície.

**Oil & Gas Brasil: A parceria com as petroleiras Repsol Sinopec e a Shell Brasil, foi para desenvolver uma fase II do FLOCO? Ele passou a ser software que usa a inteligência artificial para prever todas as possibilidades de engenharia conceitual para desenvolver um campo. Ou seja, todos os equipamentos que integram o projeto de desenvolvimento: subsea, poços, plataforma etc?**

**Leandro Basílio:** A prolífica parceria com as petroleiras participantes dos projetos de P&DI regulados pela ANP se mostrou uma estratégia vencedora ao longo dos anos, pois criou um canal direto com estas empresas para se coletar na integra todas suas necessidades no que concerne métodos e processos para o desenvolvimento da engenharia conceitual de sistemas offshore. Atualmente o FLOCO® caminha para incorporar a capacidade de geração automática de sistemas

## entrevista exclusiva (continuação)

híbridos, combinando ativos de produção de óleo e gás com sistemas de geração de energias renováveis offshore. O i-Concept JIP, nome dado ao projeto multicliente que congrega várias empresas petrolíferas, está em sua Fase 2, já sendo estruturado para seguir com a terceira Fase já em 2024.

Oil & Gas Brasil: **O Deep4Share é um desdobramento do FLOCO®. Qual foi a intenção ao criar essa plataforma colaborativa baseada na web na indústria de energia offshore, conectando operadoras, empresas EPCI e fabricantes, disponibilizando informações comerciais e técnicas sobre equipamentos, sistemas e recursos de instalação?**



**Leandro Basílio:** O Deep4Share foi um spin-off do FLOCO®, que veio para democratizar o acesso ao banco de dados do FLOCO®,

que se tornou um ativo muito valioso, além de fomentar a cooperação entre usuários e incorporar uma Inteligência Artificial baseada em “Machine Learning”, de forma a permitir a manutenção automática do banco de dados de equipamentos e sistemas, bem como criar automaticamente itens para envelopes operacionais de novas fronteiras produtoras.

Oil & Gas Brasil: **Qual o desafio para manter o banco de dados atualizado em uma indústria que passou por altos e baixos nos últimos seis anos?**

**Leandro Basílio:** O desafio para se manter um banco de dados sempre acurado é bastante complexo, pois está associado à volatilidade característica do setor, bem como ao preço de diversas commodities envolvidas no processo produtivo dos equipamentos e sistemas aplicáveis no desenvolvimento dos sistemas offshore de produção de óleo e gás.

Este processo vem sendo feito pela equipe da Deep Seed Solutions, através de disciplinas de engenharia de custos e modelos parametrizados, que tende a ser completamente automatizado pela Inteligência Artificial do Deep4Share, que utiliza o mesmo banco de dados do FLOCO de maneira sincronizada e bidirecional. Ou seja, o know-how desenvolvido pela Deep Seed Solutions em relação à engenharia de custo está agora sendo transferido para o Deep4Share, o que entendemos ser a essência da transformação digital.

Oil & Gas Brasil: **Vocês têm projetos em parceria com outras**

**empresas usando recursos da cláusula de PDI? Quantos projetos e com que empresas?**

**Leandro Basílio:** A Deep Seed Solutions é a executora do projeto i-Concept JIP, que foi estruturado de maneira a fomentar a colaboração e o compartilhamento de experiência entre várias empresas petrolíferas, além de ser um canal de transformação das necessidades destas empresas em novas capacidades do sistema especialista FLOCO®. Atualmente as empresas participantes do projeto i-Concept JIP estão listadas na webpage da ANP.

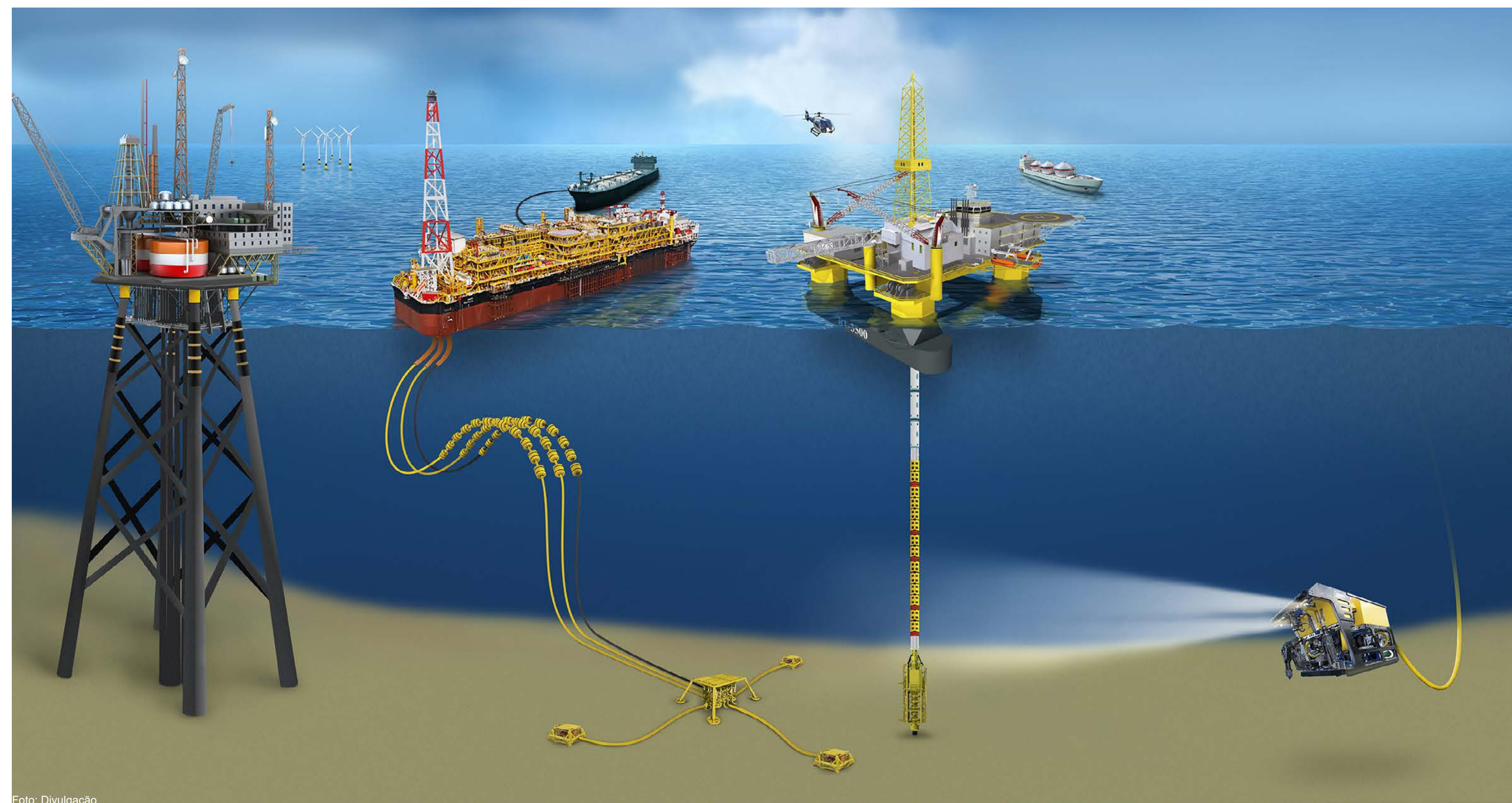


Foto: Divulgação

## Danske Commodities expande atividades de trading para o Brasil

**A** Danske Commodities, empresa de trading da Equinor, anunciou o início de suas atividades no mercado de energia brasileiro, com as primeiras negociações já realizadas. Mostrando seu compromisso como participante do mercado no Brasil, a Danske Commodities também investiu R\$ 288 milhões no capital social de suas operações recém-estabelecidas no país.

Ao conduzir as primeiras negociações no mercado de energia brasileiro, a Danske Commodities atinge um marco importante para sua estratégia de expansão global, marcando também sua entrada no mercado sul-americano.

“Estamos orgulhosos de anunciar que a Danske Commodities está oficialmente no mercado de energia brasileiro. A partir de nosso novo escritório em São Paulo, desenvolveremos nossos negócios tendo como bases nossos 20 anos de experiência em trading no mercado europeu de energia”, disse Jesper Tronborg, Vice-Presidente e Head de Trading Global & Desenvolvimento de Mercados da Danske Commodities.

Com a concretização das primeiras operações de trading de energia no Brasil, a empresa está se preparando para contribuir com a abordagem de sua proprietária, Equinor, voltada para o mercado de energias renováveis no país.

A Equinor adquiriu a Danske Commodities em 2019 para fortalecer a habilidade de capturar valor do portfólio renovável da empresa. A Danske é uma subsidiária da Equinor que opera sob seu próprio nome e marca, ao mesmo tempo em que colabora cada vez mais em atividades comerciais e operacionais relevantes para a multinacional de energia. A empresa de trading ajudará a gerenciar o crescente portfólio de energias renováveis da Equinor, que inclui investimentos na planta solar de Apodi, com capacidade de 162 MW, e no

projeto solar de Mendubim, com capacidade de 531 MW.

“A Equinor conduz seus negócios no Brasil por mais de duas décadas e nós vemos o país como uma área relevante para crescimento seguro e sustentável a longo prazo. Estamos trabalhando para diversificar nossa oferta de energia com um portfólio robusto de óleo e gás e um posicionamento atrativo em renováveis. A presença da Danske Commodities no Brasil exerce um papel importante em nossa estratégia e ambição de sermos uma companhia líder na transição energética”, declarou Veronica Coelho, presidente da Equinor no Brasil.

A Danske Commodities investiu R\$ 288 milhões no capital social de suas operações no Brasil, além de ter o respaldo financeiro da

Equinor, que possui uma classificação de crédito Aa2 da Moody's. “A robustez financeira é fundamental em um mercado bilateral como o Brasil. Ao fazer esse investimento inicial em capital social, demonstramos nosso compromisso como participante do mercado no Brasil, que é o maior mercado de energia da América do Sul, com uma demanda de 70 GW”, disse Tronborg, que concluiu:

“A Danske Commodities entra no mercado de energia elétrica brasileiro com a visão de longo prazo de ser uma contraparte robusta e o braço de negociação de energia elétrica da Equinor.” A Danske Commodities está presente em 40 mercados de energia em toda a Europa, Austrália, Estados Unidos e, agora, no Brasil.



Foto: Divulgação

## Refino brasileiro: um debate da nação



A importação de derivados de petróleo coloca o Brasil em uma posição de vulnerabilidade. Essa dinâmica não seria necessária se o país tivesse a estrutura física demandada para o refino. Porém, o debate recente gravitou mais em torno dos preços no refino e pouco sobre a estrutura física. Uma discussão sobre o tema deveria considerar quem são os atores relevantes, a necessidade de expansão e, por fim, como se daria tal expansão. O objetivo deste artigo é expor algumas razões que apontam para uma necessidade de ampliação do parque de refino. E, nesse sentido, olhar a dinâmica de alguns derivados ajudará a iluminar o debate.

A legislação marítima internacional, no esforço de redução de poluentes atmosféricos, limitou a quantidade de enxofre (0,5%) que pode ser liberada pelos navios. Isso gerou uma inflexão com dois caminhos possíveis: o primeiro era a adequação da frota marítima para que ela pudesse atingir os níveis de emissões autorizados e o segundo consistia na adequação do combustível utilizado (bunker). Na segunda rota, o Brasil tem uma vantagem competitiva, pois o petróleo

nacional possui predicados que viabilizam um bunker com enxofre baixo (1,0%), porém, ainda insuficiente, e uma forma utilizada para garantir a qualidade é adicionar uma quantidade de diesel com baixo teor de enxofre à mistura. A vantagem do Brasil levou a uma mudança entre o perfil de consumo interno e produção. Entre 2005-2016, dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) mostram que a razão entre consumo e produção de óleo combustível era, em média, de 45%. Já entre 2017-2021, essa razão foi para 28%, com a produção relativamente estável no período e as exportações saltando de 8,4 milhões m<sup>3</sup>/ano no primeiro período para 10,3 milhões m<sup>3</sup>/ano no segundo.

As projeções da EPE indicam que o Brasil deverá elevar sua exportação de bunker de forma crescente até 2030. As exportações de bunker se revelaram competitiva, mas é preciso considerar que parte dessas exportações levaram óleo diesel que poderia ser utilizado no consumo interno. O óleo diesel no Brasil é utilizado no transporte rodoviário (75% do total) e o país tem uma posição deficitária. No período entre 2005-2015, a relação entre consumo e produção foi de 113%, levando a uma importação média de 7,1 milhão de m<sup>3</sup>/ano de óleo diesel. Já no período entre 2016-2021, a relação passou para 128%, demandando 12,8 milhões de m<sup>3</sup>/ano de importação média.

De acordo com a EPE, o Brasil manterá a sua posição de importador de diesel (30% do total) e aprofundará essa condição chegando, em 2030, a importar 55 mil m<sup>3</sup>/dia, superando as máximas de 2019 com 36 mil m<sup>3</sup>/dia. A exportação de bunker ajuda na margem dos refinadores, porém, a crescente importação de diesel impacta negativamente a balança comercial. Já a oferta doméstica de querosene de aviação (QAV) deve permanecer constante e terá aderência à demanda até o ano de 2024, conforme a EPE. A partir de 2025, haverá um descolamento entre a demanda e a oferta com um aumento das importações que atingirá 7.200 m<sup>3</sup>/dia no ano de 2030. Assim, no período entre 2023 e 2030, a demanda dos três derivados será crescente e eles disputam a

mesma estrutura de retirada de enxofre disponível no país. A redução dos níveis atuais e futuros de importação desses derivados passa por investimentos para superação de alguns gargalos existentes, entre os quais, a ampliação da capacidade de retirada de enxofre. Não investir na estrutura física é fazer a escolha de conviver com elevados níveis de importação desses derivados nos próximos anos. Essa opção deve ficar clara para a sociedade.

Esse debate, entretanto, deve acontecer tão cedo quanto possível. Unidades de processamento levam entre 3 e 5 anos para serem construídas, coincidindo com o pico de demanda de derivado projetado para o Brasil pela British Petroleum, em seu Energy Outlook. A atual dependência da importação de derivados aumenta a vulnerabilidade a choques externos nos preços de derivados, assim como mitiga qualquer esforço nacional no combate à inflação, visto que, parte dos derivados importados são utilizados diretamente por setores que transmitem por toda a cadeia produtiva.

Destaque-se que, nos últimos anos, não houve um debate sobre as necessidades físicas de expansão do refino. Houve, sim, uma reorientação da política da Petrobras para o setor, sem qualquer discussão republicana, que resultou na venda de ativos, na desintegração e redução da estatal no segmento, o que, por um lado, criou monopólios regionais e, por outro lado, apostou na importação como forma de solução aos limites físicos do parque de refino. Essa é uma opção legítima? Sim. No entanto, não parece ser uma opção que atende aos interesses do país de se ver menos dependente de importações de derivados. Nesse sentido, um debate nacional sobre a necessidade de investimentos no refino é necessário.

*Luiz Fernando Ferreira é bacharel em engenharia mecânica pela UNICAMP e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).*

# Obturadores de Ação Rápida: Uma Solução Versátil para Operações Industriais

Em operações industriais, a capacidade de isolar e controlar rapidamente o fluxo de materiais é essencial para garantir a segurança e eficiência. Os obturadores são dispositivos que podem ser utilizados para alcançar esse objetivo, e consistem no acionamento de placas cegas que podem ser inseridas em uma tubulação para bloquear o fluxo de materiais. Estes dispositivos podem ser usados em uma variedade de aplicações, incluindo tubulações de óleo e gás, plantas de processamento químico e na produção de alimentos e bebidas.

Os obturadores são implementados para isolar seções de tubulações para fins de manutenção, inspeção ou substituição de equipamentos. Os métodos tradicionais de bloqueio podem ser demorados e exigem muito trabalho para instalação e remoção, o que aumenta o tempo de paradas e gera perda de produção. (veja a figura abaixo para comparação). Para enfrentar esse desafio, a ONIS Line Blind desenvolveu o obturador de ação rápida (QALB) o qual oferece uma solução eficiente, confiável e estanque para aplicações de controle de processos.

Isolamento Tradicional	VS	Isolamento Mecânico
 <p><b>2 horas até 10 horas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>× 3 a 6 operadores</li> <li>× Exposição ao risco</li> <li>× Várias ferramentas (guindaste, chaves, torquímetro, ...)</li> <li>× Prejuízo devido a vazamentos</li> </ul>		 <p><b>1 até 15 minutos</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Somente 1 operador</li> <li>✓ Maior segurança, rapidez e flexibilidade</li> <li>✓ Sem ferramentas</li> <li>✓ Minimiza vazamentos e OPEX</li> </ul>

A ONIS Line Blind é uma empresa francesa especializada em projetos, fabricação e vendas de obturadores e possui mais de 40 anos de experiência na indústria. É conhecida por seus produtos de alta qualidade e excelente atendimento ao cliente. A ONIS Line Blind oferece uma variedade de soluções em obturadores, incluindo os Obturadores de Ação Rápida, projetados para operação rápida e fácil. A estratégia da empresa é centrada nas necessidades de seus clientes, e ela não mede esforços para estabelecer parcerias duradouras e mutuamente benéficas com eles. A ONIS está comprometida em captar o feedback dos seus clientes para melhorar a qualidade de seus serviços e produtos. Sua equipe técnica é dedicada à inovação constante, fornecendo soluções seguras, eficientes e ecologicamente corretas que ofereçam aos seus clientes alto retorno no investimento em projetos.

No Brasil, a empresa francesa possui mais de 200 obturadores instalados, 55 deles estando localizados nas instalações da Petrobras distribuídas por todo o país. Seus principais mercados-alvo são divididos em três (3) setores: setor upstream, que consiste em instalações de exploração e produção; setor midstream, que consiste em instalações de transporte e armazenamento; e setor downstream, que consiste em instalações de refino e petroquímica. Atualmente, há uma equipe técnica no Brasil responsável pelo suporte técnico e vendas locais.

## Benefícios dos Obturadores de Ação Rápida

Os Obturadores de Ação Rápida (QALB) oferecem várias vantagens e recursos que os tornam uma solução ideal para aplicações de controle de processos. Estes incluem:

- Instalação e remoção, rápidas e fáceis: Os dispositivos podem bloquear e abrir uma linha em minutos, reduzindo significativamente o tempo de parada e a perda de produção. Ao permitir que os operadores controlem o fluxo de materiais, os obturadores podem ajudar a reduzir o tempo de parada e aumentar a produtividade de

forma rápida e fácil. Isso é particularmente importante em indústrias onde o tempo de parada pode resultar em perdas significativas, como na produção de petróleo e gás.

- Desempenho 100% estanque: Ao isolar rapidamente o fluxo de materiais, o QALB pode evitar derramamentos, vazamentos e outros acidentes que possam representar um risco para os trabalhadores e o meio ambiente. Os anéis de vedação do QALB fornecem uma vedação confiável e à prova de vazamentos que evita vazamentos de fluidos ou gases, reduzindo o risco de perigos ambientais e de segurança.
- Design compacto: Em áreas confinadas ou congestionadas, os QALBs não exigem sistemas de elevação ou ferramentas - ambos necessários em operações tradicionais de obturação - difíceis de transportar ou instalar (mesmo que seja temporário).
- Aplicações versáteis: O QALB pode ser usado em uma ampla gama de aplicações, incluindo produção de petróleo e gás, processamento químico e tratamento de água. Os obturadores também podem ser usados para isolar equipamentos para manutenção ou reparo, reduzindo o risco de lesões pessoais.
- Redução no custo operacional: Os Obturadores de Ação Rápida também podem ajudar a reduzir o índice de OPEX, minimizando o tempo de parada e reduzindo o risco de acidentes, diminuindo assim os custos de manutenção e reparo. Além disso, os obturadores são projetados para serem duráveis e duradouros, reduzindo a necessidade de substituições frequentes.

## Aplicações dos Obturadores de Ação Rápida

Os Obturadores de Ação Rápida da ONIS Line Blind são adequados para uma ampla gama de aplicações em várias indústrias. As seis (6) aplicações mais comuns incluem:

## isolamento (continuação)

1. Indústria Oil & Gas - os QALBs são comumente usados na indústria de petróleo e gás para isolar dutos durante operações de manutenção, reparo e limpeza.
2. Indústria Química - a indústria química também utiliza QALBs para isolar dutos durante operações de manutenção, reparo e limpeza.
3. Indústria de Alimentos e Bebidas - a indústria de alimentos e bebidas utiliza QALBs para isolar dutos durante operações de limpeza e saneamento.
4. Indústria Farmacêutica - a indústria farmacêutica utiliza QALBs para isolar dutos durante operações de manutenção, reparo e limpeza.
5. Indústria de Tratamento de Água e Esgoto - a indústria de tratamento de água e esgoto utiliza QALBs para isolar dutos durante operações de manutenção e reparo.
6. Transporte e Armazenamento – estes dispositivos também podem ser usados para controlar o fluxo de materiais durante operações de produção e transporte.

Parâmetros dos Obturadores ONIS Line Blind

### Vários parâmetros chave determinam a eficácia dos produtos ONIS Line Blind. Esses parâmetros incluem:

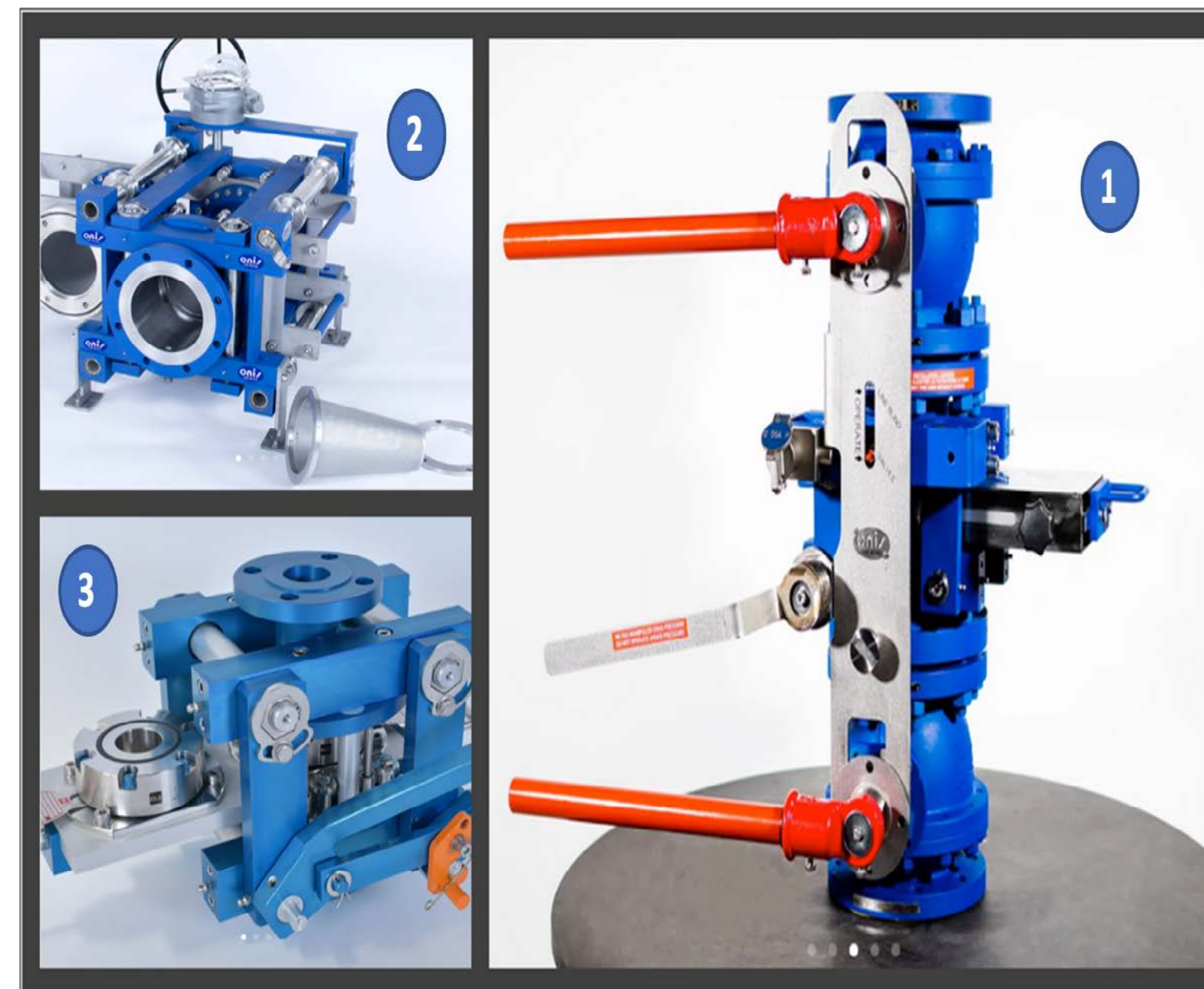
- Classificação de pressão: Determina a pressão máxima que o obturador pode bloquear ou redirecionar com segurança. Os Obturadores da ONIS Line Blind podem ser projetados com classes de pressão variando de 150# a 2500#, podendo resistir até 10.000 psi de pressão, dependendo da demanda do cliente.
- Classificação de temperatura: Determina a temperatura máxima que o obturador pode bloquear ou redirecionar com segurança. Os Obturadores da ONIS Line Blind podem ser projetados para suportar temperaturas que variam de -104°C a 650°C (-155°F a 1200°F).
- Material de vedação: É selecionado com base no fluido específico que está sendo transportado e sua compatibilidade química com o material de vedação.

- Diâmetro: Os produtos da ONIS Line Blind podem ter diâmetros nominais que variam de 12 mm a 1270 mm (1/2" a 52").
- Material do corpo: Os produtos da ONIS Line Blind são feitos de aço carbono, aço inoxidável ou uma combinação de ambos. Os materiais do corpo e do portão deslizante são selecionados com base em aplicações específicas e nas propriedades do fluido. Os Obturadores de até 42" são totalmente feitos de material forjado e os Obturadores com diâmetros maiores que 42" contêm peças soldadas.

### Outros produtos

Além do modelo QALB, a ONIS Line Blind atualmente oferece outros três (3) modelos, conforme mostrado na imagem:

1. Fechamento Duplo, Drenagem e Bloqueio (D3B): Inclui uma



válvula à montante, um obturador de ação rápida e uma válvula à jusante. Para evitar quaisquer riscos operacionais, um sistema de intertravamento mecânico é instalado entre o obturador e as válvulas que garante que o obturador não possa ser operado se as válvulas permanecerem abertas, eliminando o risco de acidentes relacionados à pressão. O D3B foi patenteado e desenvolvido para mitigar riscos operacionais resultantes de erros humanos em áreas congestionadas e aplicações críticas.

2. Trocador Rápido de Filtro (QFC): É um dispositivo de tubulação que permite que um operador substitua um filtro cônico em questão de segundos sem precisar de ferramentas. Este equipamento economiza tempo de produção, preserva a integridade do equipamento e melhora a eficiência do processo ao garantir o fluxo e a qualidade ideais da filtração.

3. Trocador Rápido de Discos de Ruptura (QDC): É um dispositivo simples e seguro que permite que um operador substitua um disco de ruptura rapidamente e facilmente, sem a necessidade de ferramentas. Usando este equipamento, um operador pode restaurar rapidamente e com segurança o sistema de alívio de sobrepresão para uma segurança e precisão ótimas. Isso economiza tempo, preserva a integridade do equipamento e aumenta a eficiência da proteção de alívio de pressão.

### Conclusão

Os produtos da ONIS Line Blind fornecem uma solução altamente eficiente, confiável e estanque para aplicações de controle de processo. Seus designs únicos, tempos de instalação e remoção rápidos e desempenhos à prova de vazamentos os tornam uma solução ideal para uma ampla gama de indústrias. Esta publicação demonstrou os benefícios significativos do uso do QALB, incluindo aumento da produção e redução do tempo de parada. Além disso, apresentou outros modelos da ONIS que oferecem versatilidade e facilidade de uso, provando-se ferramentas valiosas para várias aplicações de controle de processo industrial.

## Plataforma Anna Nery entra em produção na Bacia de Campos

O navio-plataforma Anna Nery entrou em produção no início desse mês, na Bacia de Campos, dentro do projeto de revitalização dos dois campos de Marlim e Voador, que produzirá os reservatórios do pós-sal e o reservatório de Brava, localizado no pré-sal dos dois campos. A unidade tem capacidade para produzir até 70 mil barris de óleo e processar 4 milhões de m<sup>3</sup> de gás, tudo isso diariamente.

“Esse é o maior projeto do mundo em recuperação de ativos maduros da indústria offshore. Por meio dele, vamos ampliar a produção, manter empregos e abrir uma importante frente de aprendizado e conhecimento para outros projetos similares em todo o Brasil”, destacou Jean Paul Prates, presidente da Petrobras.

A unidade Anna Nery do tipo FPSO (unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência, da sigla em inglês) em conjunto com a Anita Garibaldi, também FPSO, compõe o primeiro grande projeto de revitalização de campos maduros da Bacia de Campos.

A implantação desses dois novos sistemas de produção, adequados ao formato de exploração de campos maduros, proporciona a continuidade operacional dos campos de Marlim e Voador, ampliando a produção para a média de 150 mil barris de óleo equivalente por dia (boed), com manutenção de empregos e serviços de apoio, além de abrir uma importante frente de aprendizados e conhecimentos para outros projetos de revitalização.

O FPSO Anna Nery está ancorado em profundidade de água de 927 metros e interligado a 32 poços, com pico de produção previsto para 2025. O projeto de revitalização de Marlim e Voador contribuirá para a recuperação da produção da Bacia de Campos, atualmente em cerca de 560 mil boed. A projeção

para a produção da bacia é de 900 mil de boed em 2027. O nome da plataforma é uma homenagem à enfermeira baiana Anna Justina Ferreira Nery, que viveu entre 1814 e 1880 e é considerada

pioneira no serviço de enfermagem no Brasil. Anna Nery atuou como enfermeira no atendimento a soldados brasileiros que lutaram na Guerra do Paraguai.



Foto: Divulgação

## ABB fornece sistema elétrico completo para nova embarcação da Petrobras

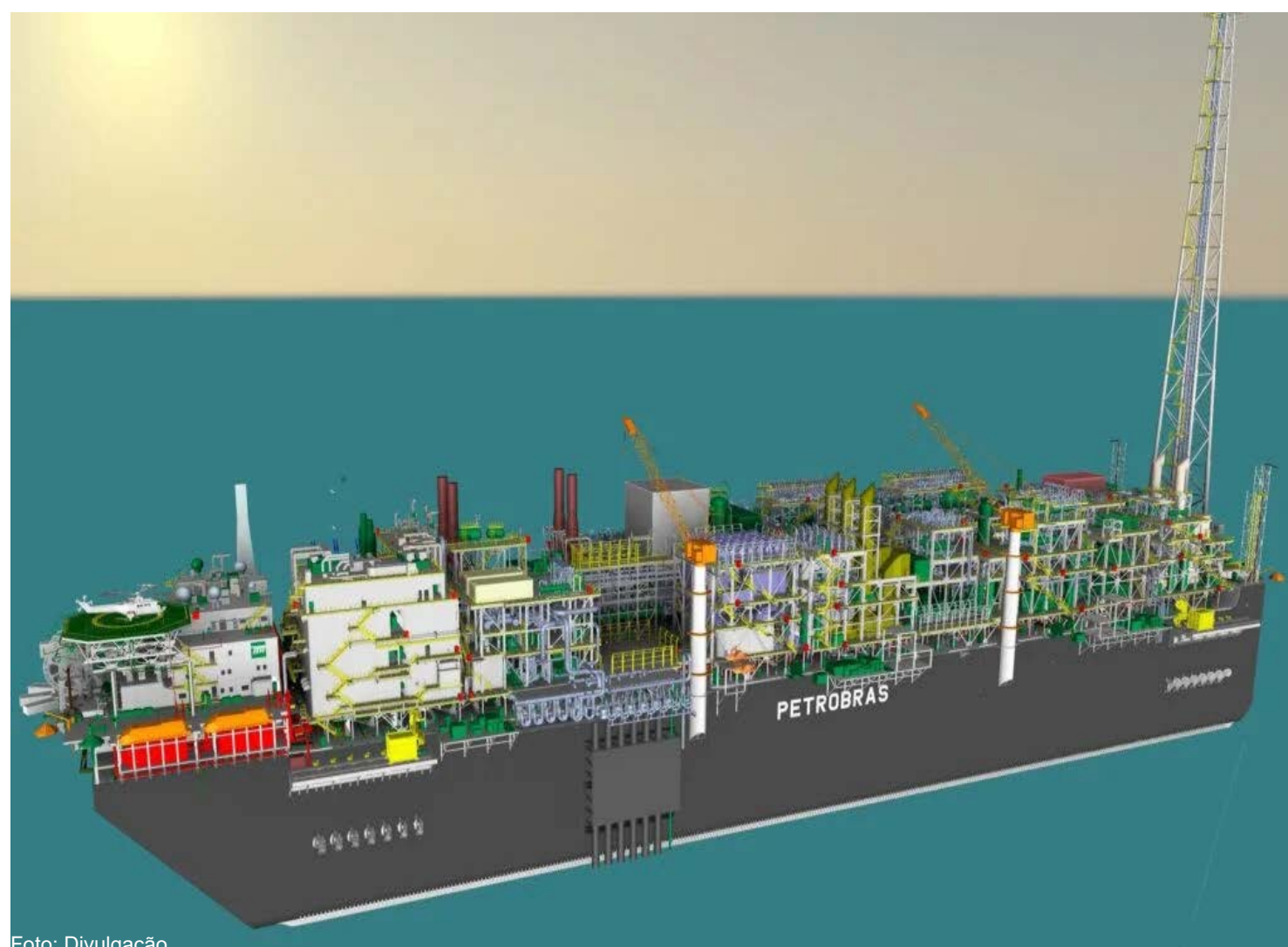


Foto: Divulgação

**A** ABB recebeu um grande pedido da Sembcorp Marine Ltd, uma fornecedora global de soluções inovadoras de engenharia para as indústrias offshore, naval e de energia com sede em Cingapura, para fornecer a automação do sistema elétrico completo para uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência (FPSO) para a Petrobras. Detalhes financeiros do contrato não foram divulgados.

A FPSO P-82 será uma das maiores embarcações a ser implantada no campo de Búzios, campo de petróleo e gás em águas ultraprofundas com área de 853 quilômetros quadrados na Bacia de Santos, a cerca de 180 quilômetros da costa do Rio de Janeiro, no Brasil.

A ABB está fornecendo os sistemas elétricos do convés e do lado do casco para a P-82, proporcionando uma integração

perfeita do projeto. Os sistemas do convés serão instalados em uma solução de eHouse da ABB — uma subestação modular pré-fabricada que reduz custos, exposição a riscos e trabalho no local porque todos os componentes são conectados, testados e comissionados antes do envio para o estaleiro.

Uma vez em operação, a instalação — que recebe fluidos de um reservatório submarino antes de separá-los em petróleo bruto, gás natural e água nas instalações de superfície a bordo — terá capacidade para produzir 225.000 barris de petróleo por dia e processar 12 milhões de metros cúbicos de gás por dia.

“Estamos muito satisfeitos por colaborar com a Sembcorp Marine para entregar este pedido de soluções integradas”, disse Brandon Spencer, presidente da ABB Energy Industries. “Temos um histórico comprovado em soluções elétricas e de automação para FPSOs no Brasil e no mundo. Este projeto se alinha com nosso próprio compromisso de reduzir a pegada de emissões das infraestruturas de hidrocarbonetos existentes, à medida que equilibramos as necessidades da transição energética com as crescentes demandas de consumo, especialmente nas economias em desenvolvimento”.

A Petrobras planeja instalar 18 navios FPSO offshore no Brasil nos próximos quatro anos — representando quase metade de todos os FPSOs globais. Essas embarcações da nova geração, das quais a P-82 é uma das primeiras, serão caracterizadas por alta capacidade de produção e soluções de redução de emissões, como captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS).

De forma coletiva, espera-se que esses navios tenham a capacidade de produzir cerca de 2,8 milhões de barris por dia.

Um relatório da ABB em 2022 revelou como a implementação de eletrificação, automação e tecnologias digitais que permitem uma

mudança para operações com tripulação mínima em FPSOs poderia reduzir as emissões de carbono em até 320.000 toneladas por local por ano – o equivalente a levar até 160.000 carros de passageiros fora da estrada.

O mercado global de FPSO foi avaliado em US\$ 12 bilhões em 2021 e estima-se que chegue a US\$ 20 bilhões em 2027, de acordo com um relatório da The Insight Partners em novembro de 2022.

ABB's Process Automation é líder em automação, eletrificação e digitalização para processos e indústrias híbridas. Oferecemos um amplo portfólio de produtos, sistemas e soluções ponta a ponta, incluindo nosso sistema de controle distribuído (DCS) número 1 do mercado, softwares, produtos para nichos industriais específicos e sistemas de instrumentação e analítica.

Como uma das principais empresas do mercado global, desenvolvemos com base em profundo conhecimento e expertise, time diversificado e presença global, e somos dedicados a ajudar nossos clientes a impulsionar sua competitividade, aumentando seu retorno e possibilitando uma operação segura, inteligente e sustentável.

ABB é uma empresa líder global em tecnologia que impulsiona a transformação da sociedade e da indústria para um futuro mais produtivo e sustentável. Ao conectar software ao seu portfólio de eletrificação, robótica, automação e soluções de acionamentos, motores e geradores, a ABB expande os limites da tecnologia para levar o desempenho a novos níveis.

Com uma história de excelência que remonta a mais de 130 anos, o sucesso da ABB é impulsionado por cerca de 105.000 funcionários talentosos em mais de 100 países.



## Actemium assina contrato com a Petrobras

**A** Actemium assinou contrato com a Petrobras para a construção de uma nova subestação no Terminal de Cabiúnas (SE-CCM520), localizado em Macaé, Rio de Janeiro.

O terminal possui papel importante no cenário do Óleo e Gás do Brasil, pois é responsável pelo recebimento e o armazenamento do petróleo e gás originado da Bacia de Campos (pelo oleoduto Cabiúnas-Barra do Furado) e do gás proveniente do Pré-Sal.

O despacho de material possui como destino o Terminal de Campos Elíseos.

A autorização do serviço foi assinada no dia 17 de janeiro, data essa que marcou o início do processo de mobilização.

Atualmente, estamos desenvolvendo o Projeto Executivo e realizando a preparação do canteiro de obras.

O Contrato possui duração de 510 dias contados a partir da data de assinatura da autorização de serviços, com encerramento previsto para junho de 2024.

Ao final do contrato, a Actemium fornecerá um sistema elétrico mais moderno e proporcionará uma maior confiabilidade operacional para o Ativo de Produção de Cabiúnas (APCAB).

Com uma equipe multidisciplinar e enfoque em planejamento e controle assertivo, a Actemium está preparada para fornecer soluções com valor agregado para o mercado onshore nos setores público e privado.



Foto: Divulgação

## Petrobras assina contrato de ampliação da capacidade de produção da RNEST

**A** Petrobras informa que assinou contrato para ampliação e modernização de unidades já em operação na Refinaria Abreu e Lima (RNEST), em Pernambuco. Após a conclusão das obras, esperada para o quarto trimestre de 2024, a refinaria terá um aumento na capacidade total de

processamento do Trem 1: dos atuais 115 mil barris de petróleo por dia (bpd) para 130 mil bpd, conforme previsto no Plano Estratégico 2023-2027.

As unidades envolvidas são destilação atmosférica, coqueamento

retardado e unidades auxiliares.

A modernização dessas unidades é estratégica para a Petrobras e para o país, pois viabilizará o incremento da oferta de diesel para o mercado brasileiro a partir de 2025.



Foto: Divulgação

# Descomissionamento petrolífero: oportunidade é relevante para o Brasil?

Por Felipe Kury



Foto: Divulgação

O descomissionamento de instalações petrolíferas consiste em tornar o local de operação o mais próximo possível do seu estado original e em condições adequadas de segurança. Ou seja, abrange desde um conjunto de atividades associadas à interrupção definitiva da operação das instalações até o abandono permanente e arrasamento de poços – incluindo a remoção de instalações, a destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos e, o mais importante, a recuperação ambiental da área em questão.

Quando a produção de hidrocarbonetos se torna economicamente inviável, o processo de abandono controlado e monitorado das instalações é inevitável. De fato, esta é uma decisão extremamente importante que envolve o operador das instalações e seus associados, bem como o estado. A agência reguladora da atividade produtiva e órgãos de proteção ao meio ambiente regulam e fiscalizam todo o processo, que tem como preocupação maior garantir a

preservação e a segurança operacional. Neste processo, são necessárias garantias financeiras, inúmeros estudos e diversas etapas para mitigar os riscos de acidentes.

Importante destacar que um projeto de descomissionamento pode ocorrer ao longo de vários anos e, como já mencionado, requer a mobilização de recursos logísticos, financeiros e administrativos bastante significativos. O projeto começa com estudos prospectivos para considerar várias soluções que possam levar à eventual recuperação e/ou reciclagem do local. Em alguns casos, as plataformas podem ser reutilizadas como recifes artificiais, estações meteorológicas, centros de investigação, locais de produção de energia, de armazenamento de CO<sub>2</sub>, entre outras destinações.

No Brasil, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), através da resolução de Nº 817, de 24 de abril de 2020, regula e fiscaliza as atividades de descomissionamento das instalações juntamente com os órgãos ambientais, tais como IBAMA, secretarias estaduais e municipais do meio ambiente. Além disso, a ANP regulamenta os procedimentos para apresentação de garantias financeiras através da resolução Nº 854, de 24 de setembro de 2021. Segundo relatório recente da ANP, existem cerca de 101 programas de descomissionamentos de instalações (PDIs) em andamento no país – sendo que cerca de 44 destes estão no mar e o restante em áreas terrestres.

As atividades de descomissionamento estão recebendo cada vez mais atenção dos operadores e órgãos reguladores em função do estágio de maturidade destas instalações. A ampliação da atividade de desativar instalações de produção são recentes no país, pois grande parte dos campos brasileiros iniciou a operação nos anos 1980/1990. Portanto, as primeiras unidades de produção iniciaram suas atividades nos últimos cinco anos e se intensificaram após aprimoramentos na regulação.

Segundo a ANP, os investimentos previstos para as atividades de descomissionamento entre 2022 e 2026, são estimados em cerca de R\$ 51,5 bilhões, ou seja, uma média de R\$ 10,3 bilhões por ano. A maior parte destes investimentos, cerca de R\$ 42,1 bilhões, estão concentrados no ambiente marítimo, com 612 poços. No ambiente terrestre, estão previstos R\$ 9,4 bilhões, com 9.280 poços a descomissionar. As bacias que concentram a maior parte destas atividades são: Campos (R\$ 30,2 bilhões), seguido de Sergipe (R\$ 8,1 bilhões), Santos (R\$ 3,1 bilhões), Potiguar (R\$ 2,6 bilhões) e Recôncavo (R\$ 2,5 bilhões).

Alguns desafios devem ser considerados na elaboração do projeto. O primeiro, diz respeito à localização geográfica. A maior parte dos campos brasileiros de maior relevância estão localizados em águas profundas ou ultra profundas, entre lâmina d'água entre 300 e 3000 metros. Desta forma, a infraestrutura brasileira é voltada para instalações flutuantes em vez das instalações fixas, o que requer uma infraestrutura especializada e mais complexa.

Além dos aspectos geográficos, a indústria de descomissionamento no Brasil ainda se encontra em fase de desenvolvimento, especialmente se comparada com regiões como o Mar do Norte e o Golfo do México. A experiência do país utilizando serviços nacionais ainda é limitada na realização de programas em larga escala, portanto, esta atividade ainda necessita da ajuda de empresas estrangeiras especializadas.

Outro desafio, talvez ainda mais importante, diz respeito à legislação que, apesar de grandes avanços no arcabouço regulatório nos últimos anos, ainda envolve muitos agentes públicos com seus próprios regimentos. Sendo assim, conduzir um processo de descomissionamento eficiente, com menor impacto possível para os agentes, para o meio ambiente e para

### artigo III (continuação)

sociedade, ainda é um grande desafio. De fato, a complexidade da atividade, bem como os regramentos dos órgãos ambientais, ainda carece de maior objetividade, simplicidade e celeridade – podendo ser grandes inibidores para atrair novos investimentos.

Neste ponto, surge uma das maiores preocupações, que é a exigência da retirada de parte ou todas as instalações, especialmente em águas profundas e ultra profundas (instalações subsea). A possibilidade da permanência de certas instalações é uma questão crítica, já que o impacto ambiental em retirá-las pode ser maior do que o de mantê-las – nem sempre os regramentos e/ou análises dos órgãos que regulam a atividade coincide com os responsáveis pela operação e pela proteção do meio ambiente.

No caso de ambiente marítimo, independente da permanência total ou parcial das instalações, sua autorização deverá dar-se expressamente pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), de forma que essa permanência representa uma exposição residual da operadora por eventuais danos, mesmo após o encerramento das atividades.

Portanto, sempre existe uma preocupação com o limite temporal para a responsabilidade pós-descomissionamento. Sem a definição de um limite razoável as operadoras podem ser penalizadas décadas após o término da vida útil do campo, o que certamente impactaria em seus planejamentos financeiros e custos associados para a sociedade.

O descomissionamento responsável e eficiente com objetivo da destinação adequada das unidades de produção, bem como das estruturas subsea, tende a aumentar de forma significativa nos próximos anos. O mercado internacional já sinaliza, principalmente de estaleiros que seguem as normas ambientais e trabalhistas, uma demanda bastante significativa e progressiva, que pode ocasionar gargalos e

atrasos nos projetos. Portanto, à medida em que a vida útil dos campos e plataformas no Brasil se aproxima do fim, o número de unidades de produção e outros itens que necessitam de finalidade adequada tende a crescer, exigindo um maior planejamento e alocação de recursos financeiros das empresas.

O Brasil possui uma oportunidade incrível e condições de assumir

uma posição de destaque, desde que construa uma visão estratégica de longo prazo para o setor e promova uma ampla coordenação dos agentes públicos, com atenção especial às questões ambientais, onde aspectos regulatórios e legais sejam devidamente pacificados, promovendo um ambiente onde a segurança jurídica, previsibilidade e estabilidade prevaleçam com o objetivo de atrair novos investimentos.



Foto: Divulgação



**ARBJ**  
ENGENHARIA

**Projetos**

**Estruturas Metálicas**

**Engenharia**

**Gerenciamento  
de Obras**

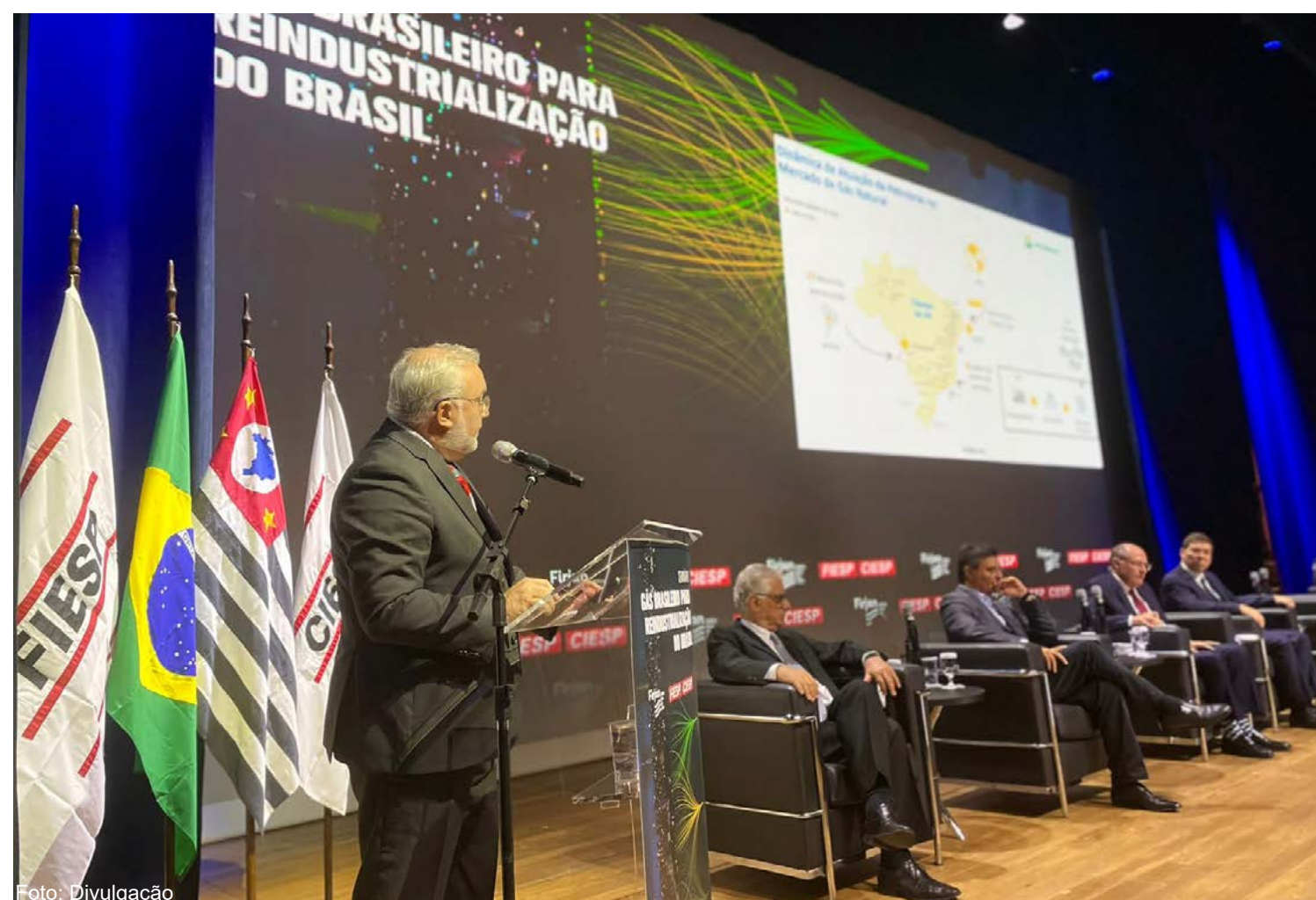
**Construção**

**contato:**

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

# Presidente da Petrobras apresenta planos para expansão da oferta de gás natural

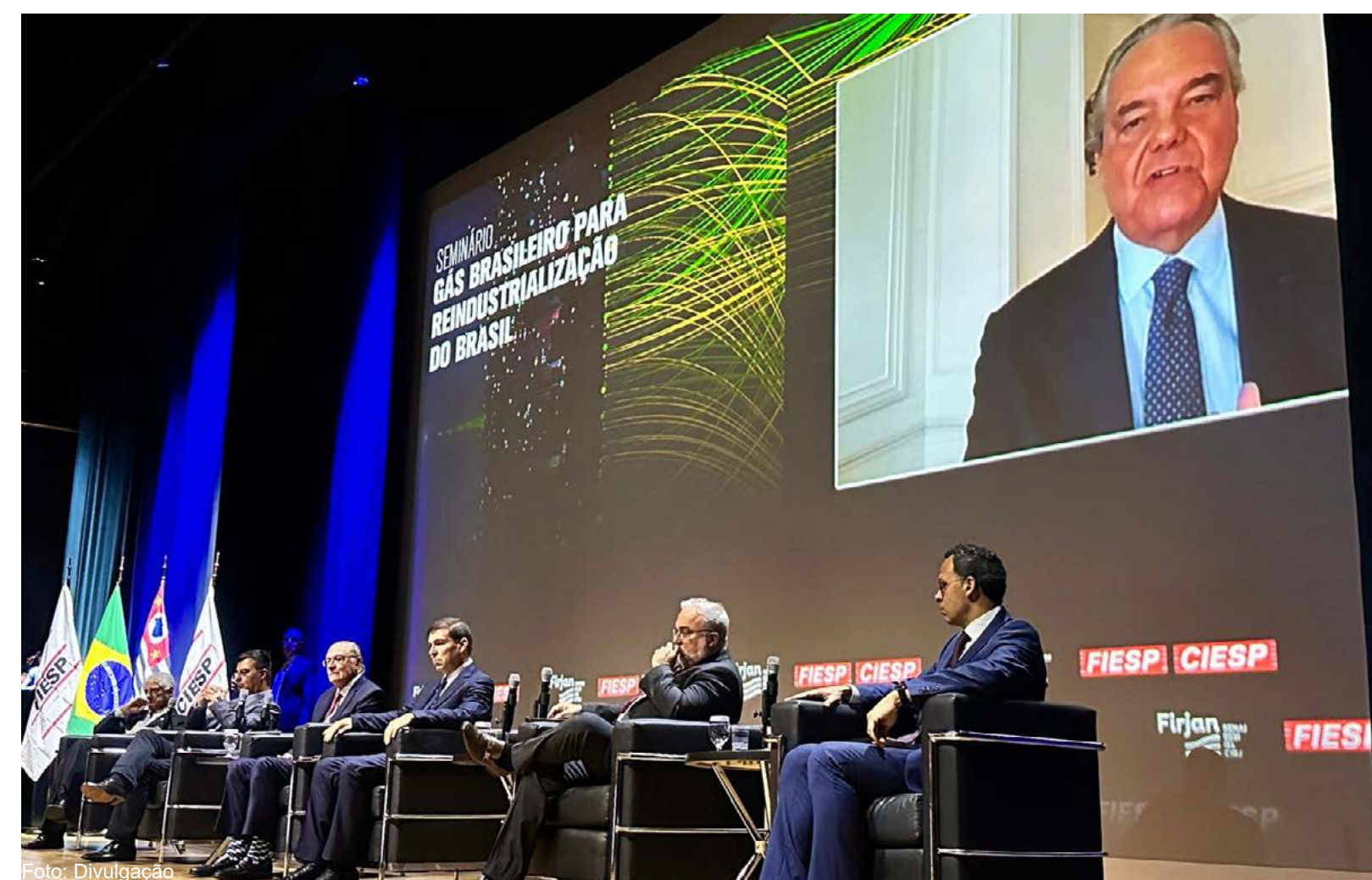
A companhia investirá US\$ 5,2 bilhões para ampliar a oferta de gás nacional



m<sup>3</sup>/dia na oferta de gás nacional. Prates também explicou como é feita a reinjeção de gás nos reservatórios, que faz parte do processo de descarbonização e aumento da produção de petróleo. O gás do pré-sal contém grande quantidade de CO<sub>2</sub> que precisa ser reinjetado de volta nos campos de produção com parte do gás natural. Além disso, devido às condições de pressão dos reservatórios, esse processo proporciona maior produção de petróleo.

“Essa captura de CO<sub>2</sub> representa a maior operação desse tipo no mundo. Vamos manter as melhores práticas de sustentabilidade para a redução das emissões e descarbonização dos processos. O nosso dever é produzir petróleo e gás de forma eficiente e com o máximo de descarbonização”, destacou Prates.

Em termos percentuais, durante 2022, aproximadamente 40% do gás reinjetado foi devido ao CO<sub>2</sub>, e outros 40% do gás reinjetado



A implantação de novos projetos da Petrobras para produção e escoamento de gás, que somam investimentos de US\$ 5,2 bilhões, foram apresentados pelo presidente da companhia, Jean Paul Prates, durante o Seminário Gás Brasileiro para a Reindustrialização do Brasil, na sede da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Fiesp).

O Plano Estratégico 2023-27 da Petrobras prevê o desenvolvimento de novos campos e novas infraestruturas como os projetos em parceria de Sergipe Águas Profundas (SEAP), com capacidade de 18 milhões m<sup>3</sup>/dia, e BM-C-33, na Bacia de Campos, com capacidade de 16 milhões m<sup>3</sup>/dia; além do Projeto Integrado Rota 3, previsto para 2024 e com capacidade de até 21 milhões m<sup>3</sup>/dia. Estas novas infraestruturas agregarão uma capacidade de até 55 milhões



foi para aumento da produção de petróleo. O restante se deve à falta de mercado consumidor (sistema Norte) e a limitações temporárias de infraestrutura de escoamento, que deixará de existir com a entrada de operação da Rota 3 no ano que vem.

Conforme Tiago da Rosa Homem, Gerente Executivo de Reservatórios da Petrobras, que participou da mesa-redonda sobre oferta de gás durante o Seminário, é fundamental criar um ambiente cada vez mais competitivo para o gás natural e produção de petróleo. “Com o desenvolvimento de novas reservas e conclusão da Rota 3, a Petrobras vai proporcionar grande aumento da oferta de gás a partir de 2025.

No entanto, não é fácil encontrar petróleo economicamente viável, por isso é fundamental utilizar os melhores recursos e técnicas para extrair o máximo e otimizar os recursos energéticos do país”.

## Emerson avançará sua liderança em automação global por meio da compra da NI

*O próximo passo na transformação do portfólio da Emerson, diversificando tecnologias em automação de testes e medição; Fornece capacidades de automação aprimoradas e expansão em mercados discretos de destino diversos e de alto crescimento; Oportunidades significativas para criar valor para acionistas por meio de US\$165 milhões em sinergias de custo; Acelera o crescimento de renda subjacente, aumenta as margens brutas, gradativo a rendimentos ajustados no primeiro ano e satisfaz os critérios de retorno comunicados.*



Foto: Divulgação

Emerson e NI anunciaram que chegaram a um acordo definitivo por meio do qual a Emerson comprará a NI por US\$ 60 por ação em dinheiro em um valor de patrimônio líquido de US\$8,2 bilhões.

A Emerson já é dona de aproximadamente 2,3 milhões de ações da NI, representando aproximadamente 2% das ações pendentes, que foram compradas em um preço médio ponderado de US\$36,84. Por tanto, o preço de compra por ação efetivo da Emerson é de US\$59,61.

A NI fornece sistemas de testes e medição automatizados conectados por software que permitem às empresas reduzir o tempo de comercialização de novos produtos com um custo reduzido.

As soluções da NI ajudam clientes a resolver desafios atuais

e futuros de teste e melhorar a velocidade e eficiência dos seus ciclos de desenvolvimento de produtos.

A NI teve US\$1,66 bilhões em renda em 2022 e opera em mais de 40 países, atendendo aproximadamente 35.000 clientes nos mercados de semicondutores e eletrônicos, transporte e aeroespacia e defesa.

“Estamos felizes de atingir um acordo com a NI, cuja oferta de primeira classe de produtos e software de teste e medição acelera o progresso da Emerson rumo a um portfólio de automação coeso de maior crescimento e maior margem,” disse Lal Karsanbhai, Presidente e Diretor Geral da Emerson.

“Com essa expansão em testes e medição, a Emerson aprimorará as suas capacidades de automação e obterá um conjunto de clientes mais amplo que dependem das soluções da NI em pontos críticos de todo o ciclo de desenvolvimento de produtos.

Essas capacidades fornecem à Emerson diversificação de setores para mercados discretos atrativos e em crescimento, como semicondutores e eletrônicos, transporte e veículos elétricos e aeroespacia e defesa, que estão posicionados para serem beneficiados pelas tendências seculares de crescimento.

O negócio da NI está bem alinhado com a nossa visão para a automação e estamos ansiosos por trabalhar em conjunto com eles para trazer soluções mais abrangentes e inovadoras aos nossos clientes, acelerar o crescimento e posicionar a Emerson para fornecer valor significativo aos seus acionistas.” “Há vários meses

que estamos avaliando opções estratégicas para o futuro dos nossos negócios com a intenção de maximizar o seu valor,” disse Eric Starkloff, Diretor Geral da NI.

“Executamos um processo robusto e abrangente, consideramos várias opções potenciais e acreditamos que isso representa o melhor resultado para todos os acionistas da NI. Essa transação é evidência da força das melhoras e das iniciativas que implementamos nos últimos anos que transformaram a NI em uma empresa com foco em software com maior crescimento, maior lucratividade e menos cíclica. Estamos emocionados de que a Emerson reconheça o valor que estamos criando e acreditamos que eles nos ajudarão a construir sob esse impulso para posicionar a NI mais ainda como provedora líder de sistemas de teste e medição automatizados conectados por software.”

### **Raciocínio estratégico e financeiro persuasivo**

Mercados de destino equilibrados e diversificados: Com tendências favoráveis a longo prazo e um mercado potencial de prioridade total estimado de US\$35 bilhões, o mercado de teste e medição está crescendo rapidamente, é altamente complementar e uma das quatro adjacências prioritárias da Emerson apresentadas na sua Conferência de investidores de 2022.

Se espera que a transação impulse a criação de valor e propague a posição da Emerson como líder global de automação ao expandir e diversificar a sua base de clientes em mercados

## **petróleo e gás**

altamente atrativos.

Com uma mistura de mercados de destino diversificada que inclui semicondutores e eletrônicos, transporte e aeroespço e defesa, se espera que a NI esteja bem-posicionada para capitalizar sobre megatendências que oferecem oportunidades de crescimento atrativas.

Em mercados como manufatura de semicondutores e veículos elétricos, a NI expande o alcance da Emerson na fase de projeto e validação do ciclo de vida, fornecendo acesso adiantado aos seus clientes.

Em geral, a NI aumentará a exposição de mercados de destino da Emerson em mercados discretos a 18% de vendas, que será o segundo maior segmento industrial da Emerson.

Capacidades de software e inovação complementares:

O conjunto de tecnologias da NI com dispositivos inteligentes, controles e software líderes no setor complementam o conjunto da Emerson de tecnologias e acelerará os esforços da Emerson para criar um portfólio mais coesivo e valioso de tecnologia industrial.

As soluções de teste a nível de sistema flexíveis e modulares da NI tem uma plataforma de software aberta e interoperável, um diferenciador chave que permite aos clientes evoluir e automatizar os seus processos de teste continuamente em mercados de destino cada vez mais complexos e cambiantes.

Com 20% de vendas em software, a NI também aumenta a exposição da Emerson a oportunidades de software industrial de alto crescimento. Tanto a Emerson como a NI compartilham culturas de engenharia com foco na inovação.

Com a trajetória comprovada de inovação e lançamentos

bem-sucedidos de novos produtos da Emerson, a empresa combinada poderá acelerar e expandir o desenvolvimento de ofertas inovadoras para clientes alavancando os conhecimentos complementários de ambas as organizações.

Fornecer sinergias substanciais: A Emerson identificou US\$165 milhões em oportunidades de sinergia de custos até o final do quinto ano por meio da aplicação de práticas recomendadas do Sistema de gestão da Emerson.

A Emerson tem a intenção de impulsionar melhorias de produtividade e otimizar custos duplicativos nas funções geral e administrativo, vendas e marketing e pesquisa e desenvolvimento, enquanto aproveita a escala da Emerson em manufatura e cadeia de suprimento.

Oportunidades adicionais que aprimoram a geração livre de dinheiro da NI serão aprofundadas por meio de alavancas comprovadas de excelência operacional e produtividade.

Perfil financeiro forte e retornos atrativos para acionistas: Se espera que a transação seja imediatamente gradativa ao ESP ajustado e os objetivos financeiros a longo prazo da Emerson estabelecidos na Conferência de investidores de 2022 da Emerson.

Se espera que a posição forte da NI em mercados atrativos e em crescimento fornece crescimento subjacente sustentável alinhado ao objetivo de crescimento subjacente de 4-7% em todo o ciclo da Emerson.

A NI também fornece receita recorrente e acrescentamento da margem bruta imediato ao portfólio combinado da Emerson.

A combinação de crescimento forte, margens brutas atrativas e o potencial de sinergia para expandir as margens de operação contribui a retornos alinhados com o critério de retornos comunicado da Emerson.

Unifica culturas empresariais alinhadas: A cultura de inovação e resolução de problemas da NI é altamente complementar à cultura impulsionada por propósito com foco na inovação da Emerson.

Os trabalhadores terão maiores oportunidades de desenvolvimento e avanço de carreira dentro da Emerson.

### **Termos e aprovações da transação**

A transação foi aprovada pelas Diretorias tanto da Emerson como da NI.

Segundo os termos do contrato, acionistas da NI receberão US\$60 por ação em dinheiro, que representa um aumento de 49% ao preço de fechamento das ações 12 de janeiro, 2023, o dia anterior ao anúncio público da NI de que faria uma revisão do planejamento estratégico.

Se espera que a transação seja concluída na primeira metade do ano fiscal 2024 da Emerson, sujeito à completação das condições de fechamento de costume, inclusive as aprovações regulamentares e a aprovação dos acionistas da NI.

Se espera que a Emerson financie a transação utilizando dinheiro e liquidez disponíveis, inclusive aproximadamente US\$8 bilhões de renda após impostos da venda majoritária da Climate Technologies para a Blackstone anunciada em outubro de 2022, que se espera que fechará no segundo trimestre calendário de 2023.

**A Emerson reafirma orientação do segundo trimestre de 2023**  
8 de fevereiro, 2023, a Emerson forneceu a sua orientação subjacente de aumento de vendas do segundo trimestre para operações contínuas de 8%-10% e uma orientação de renda ajustada por ação de US\$0,95-US\$1,00.

A Emerson está reafirmando essa orientação.



# Pesquisa da SHELL, SENAI CIMATEC e UNICAMP para produzir energia renovável a partir de Agave avança no Nordeste

Programa BRAVE vai desenvolver protótipos para mecanizar plantio, colheita e rotas industriais de processamento para o etanol



Foto: Divulgação

A Shell Brasil e o SENAI CIMATEC fecharam acordo de parceria para iniciar nova fase do programa BRAVE (Brazilian Agave Development – Desenvolvimento de Agave no Brasil). O programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) tem como objetivo explorar o potencial do Agave como fonte de biomassa para a produção de etanol, biogás e outros produtos no sertão nordestino. A nova etapa do BRAVE prevê o desenvolvimento de tecnologias de mecanização para o plantio e a colheita (BRAVE Mec) e de processamento de diferentes espécies de Agave (BRAVE Ind). Ambas as frentes de atuação vão correr simultaneamente, ao longo de cinco anos.

A cerimônia de lançamento ocorreu em Conceição do Coité, município considerado ‘coração’ da região sisaleira da Bahia. Compareceram ao evento o vice-governador do estado, Geraldo Júnior; o gerente executivo do Senai CIMATEC, André Oliveira; o diretor da Agência de Inovação da

UNICAMP, Renato Lopes, o presidente da FIEB, Ricardo Alban; o diretor da ANP, Daniel Vieira; e o gerente geral de Tecnologia e Inovação da Shell Brasil, Olivier Wambersie.

O SENAI CIMATEC se soma à parceria já firmada, desde novembro de 2022, entre a Shell e a Universidade Estadual de Campinas (Unicamp) para desenvolver soluções biológicas para aumento da produtividade do Agave (BRAVE Bio). Com investimento de aproximadamente de R\$ 100 milhões, o BRAVE é financiado pela Shell Brasil, utilizando recursos oriundos da cláusula de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e da EMBRAPA.

“Dentro da estratégia da Shell ‘Impulsionando o Progresso’ temos 4 pilares: gerar valor para acionistas, impulsionar vidas, respeitar a natureza e zerar emissão líquidas de carbono, e o BRAVE consegue entregar resultados em todos os pilares. É um projeto realmente diferenciado, inovador e transformacional” comenta Alexandre Breda, gerente de Tecnologia de Baixo Carbono da Shell Brasil.

Atualmente, a Shell Brasil investe cerca de R\$ 600 milhões em projetos de Pesquisa & Desenvolvimento no país, sendo 30% dessa verba destinada a iniciativas para a transição energética, como é o caso do programa BRAVE.

## **BRAVE Mec**

O BRAVE Mec vai gerar soluções tecnológicas para processos que hoje são executados de forma manual ou utilizando implementos de baixo nível tecnológico. “No caso do plantio, vamos partir de um equipamento que já existe comercialmente e fazer adaptações para

que funcione com as mudas de Agave.

No caso da colheita, vamos desenvolver um equipamento específico para o Agave que será testado no campo experimental”, comenta Sindelia Azzoni, pesquisadora de Bioprocessos da Shell.

## **BRAVE Ind**

O BRAVE Ind prevê desenvolver a rota de processamento do Agave para obtenção do etanol de primeira e segunda gerações, biogás, além de coprodutos. “A nossa intenção é utilizar 100% do potencial do Agave, não só a fibra do sisal, para obter etanol de primeira e segunda gerações, visando a implantação de uma nova cadeia de negócios, explica André Oliveira, Gerente Executivo do SENAI CIMATEC.

Serão construídas plantas-piloto para validar o escalonamento dos processos dentro do SENAI CIMATEC Park, em Salvador.

## **SENAI CIMATEC Sertão**

O CIMATEC Sertão é o novo campus do SENAI CIMATEC, que tem como objetivo o desenvolvimento de tecnologias de produção industrial para exploração do potencial do Semiárido da Bahia. A intenção é criar condições técnicas, econômicas, sociais e ambientais que fortaleçam o setor, com geração de emprego e renda para as comunidades locais, e sustentabilidade ambiental.

Uma das primeiras iniciativas do CIMATEC Sertão é o projeto BRAVE. A área desse campus será utilizada para testar e avaliar técnicas de adensamento e crescimento do Agave.

## Vanessa Gordilho assume VP de Negócios e Marketing da Vibra



**V**anessa Gordilho é a nova vice-presidente de negócios e marketing da Vibra. A executiva chega para transformar e extrair valor de verticais importantes da companhia como lubrificantes, combustíveis premium e aditivados, franquias, conveniência, programa de fidelidade e meios de pagamento. A chegada da executiva trouxe mudanças estruturais à Vibra.

Toda a área de lubrificantes, responsável pela marca LUBRAX, passa a fazer parte desta vice-presidência. Ela substitui Leo Burgos, que ficou no cargo por três anos e quatro meses.

“Sou apaixonada por transformação e pelo impacto positivo que podemos causar na sociedade. Por isso, quando tive contato com a cultura da Vibra e de como essa distribuidora de combustíveis vem se transformando nos últimos anos, a identificação foi imediata”, diz Vanessa, que vai atuar com foco na geração de valor nos produtos e serviços oferecidos.

Nascida em Salvador, Vanessa Gordilho conta com vasta experiência nos setores de tecnologia, no mercado financeiro e empresas de meios de pagamento, no qual atuou por quase duas décadas auxiliando na transformação digital de negócios como Mastercard, Thalles e GetNet, do grupo Santander.

Antes de chegar à Vibra, atuou como CEO na healthtech Qsaúde. Vanessa possui graduação em Comunicação e MBA nos EUA pela UCSD.

### **Sobre a Vibra**

Líder no mercado brasileiro de distribuição de combustíveis e de lubrificantes, a Vibra Energia proporciona a melhor alternativa energética e de mobilidade a seus clientes, alinhada às melhores práticas de ESG do setor. No mercado automotivo, a Vibra é

licenciada da marca Petrobras, formando uma rede com 8,3 mil postos de combustíveis, em todo o País. As franquias da Vibra Energia para o segmento são as lojas de conveniência BR Mania e os centros de lubrificação automotiva Lubrax+.

Com uma estrutura logística que garante sua presença em todas as regiões do país, a empresa conta com um portfólio de mais de 18 mil grandes clientes corporativos, em segmentos como aviação, transporte, comércio, indústrias, produtos químicos, mineração e agronegócio. Com a marca BR Aviation, a companhia abastece mais de 90 aeroportos brasileiros.

Em lubrificantes, é líder de mercado com a marca Lubrax e possui a maior planta industrial para produção de lubrificantes da América Latina.



## Wärtsilä realiza trabalho de operação e manutenção na P-63



Foto: Divulgação

**A** Wärtsilä foi escolhida para operar módulos de energia a bordo de uma embarcação flutuante de produção, armazenamento e descarga (FPSO). Além disso, a empresa assinou um contrato de manutenção otimizada de longo prazo com a 3R Petroleum.

A Wärtsilä revelou que operaria – em nome da proprietária, 3R Petroleum – os módulos de potência a bordo do FPSO P-63, que funciona no campo petrolífero Papa Terra, localizado em lâmina d’água de 1.200 metros. Faz parte da concessão BC-20 e começou a operar em 2013.

Além disso, a empresa assinou um contrato de manutenção otimizada de cinco anos com a 3R Petroleum para garantir a confiabilidade e o desempenho da instalação. Segundo a empresa, o pedido foi incluído em sua carteira de pedidos em dezembro de 2022.

Além disso, a Wärtsilä destaca que seus acordos de manutenção otimizados fornecem previsibilidade de custos de longo prazo e disponibilidade de ativos com manutenção baseada em dados usada em todas as etapas, desde o planejamento até a execução.

A empresa explica que o suporte é fornecido nos Centros de Especialização da Wärtsilä para otimizar os intervalos de manutenção e evitar paradas não programadas, permitindo que “os clientes se concentrem em seus negócios principais”.

Humberto Romanus, Gerente de Instalações da 3R Petroleum, comentou: “Temos o prazer de ter a Wärtsilä como uma parceira

qualificada e experiente na operação e manutenção deste FPSO. Sentimos que eles são claramente a empresa mais qualificada para este projeto e estamos ansiosos para trabalhar com eles.” O campo Papa Terra era de propriedade da Petrobras antes da 3R Petroleum concluir a aquisição do campo em dezembro de 2022.

A Wärtsilä tinha um acordo anterior com a Petrobras e o P-63 FPSO tem três módulos de potência, cada um com dois motores bicompostíveis Wärtsilä 50DF. Sob o novo contrato, a empresa continuará a ter uma tripulação a bordo operando os módulos 24 horas por dia, 7 dias por semana.



Foto: Divulgação

# **fornecedores:** produtos/serviços



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

**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.:

[6181ChockfastRedSG](#) | [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.: Rua do Russel 804 - Glória  
Cep: 22210-010  
Rio de Janeiro RJ  
Tel.: (21) 3479-9800  
e-mail: [contato@equinor.com](mailto:contato@equinor.com)  
Site: <https://www.equinor.com.br/>

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


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

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

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

# 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/>

Atendemos 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)



**End.:** Rua Ibitinga, 670 - Vila Bertioga  
**Cep:** 03186-020 São Paulo SP  
**Pabx:** (11) 2021-7202 **Fax:** (11) 2021-7203  
**e-mail:** [vendas3@magral.com.br](mailto:vendas3@magral.com.br)  
**Site:** <http://www.magral.com.br>

O Grupo Magral tem presença expressiva no mercado brasileiro há três décadas, fornecendo soluções e produtos de alta tecnologia para o controle de movimentos e fluidos, atendendo desde o fabricante original até mercado de reposição. A Magral conta com fabricação própria de equipamentos e distribuição de componentes fabricados por empresas líderes do mercado mundial.

**- Div.Motion Control: Dispositivos, componentes para automação industrial**

Amortecedor Hidráulico p/impacto; Amortecedor a Gás; Isolador de Vibração; Mola Pneumática; Cilindros, Conexões, Válvula e Acessórios Pneumáticos. **Serviços:** Assistência Técnica; Manutenção e Reparo; Projetos e Dimensionamento; Testes Hidrostáticos e de Flushing; Start-Up, Comissionamento e Treinamento.

**- Div.Fluid Control: Equipamentos e projetos para aplicações hidráulicas e pneumáticas de baixas**

**á altíssimas pressões para indústria em geral e Petróleo & Gás**

Bomba Hidropneumática; Equip.p/teste Hidrostático;Booster p/gás; Amplificador p/ar Comprimido; Acumulador Hidráulico; Unidades de Flushing; H.P.Us; Conexões, Válvulas e Dispositivos p/altas pressões. **Ambas amparadas por serviços de Assistência Técnica; Manutenção e Reparo; Projetos e Dimensionamento.** Portfólio Magral, [CLIQUE AQUI](#)



**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 Goiatuba, 81  
- Jd. Mutinga  
**Cep:** 06465-010 Barueri SP  
**Tel.:** (11) 4208-1700  
**e-mail:** [ascoval@emerson.com](mailto:ascoval@emerson.com)  
**Site:** <https://www.emerson.com>

Nosso foco é atender as aplicações mais robustas para resolver os problemas mais desafiadores.

As soluções da Emerson oferecem inovação, confiabilidade, adaptabilidade e velocidade para acompanhar as demandas crescentes do mercado. À medida que cada vez mais indústrias exigem aplicações de controle de fluidos e soluções pneumáticas, reunimos o melhor de todas essas tecnologias em um só lugar.

Nossas melhores linhas de produtos ASCO™, AVENTICS™, TESCO™ e TopWorx™ atendem as mais amplas aplicações da indústria com especificações técnicas que garantem o melhor desempenho dos processos, a máxima eficiência energética e preocupação com o meio ambiente. Consulte nossos especialistas. Vamos juntos antecipar o futuro.

Emerson. Go Boldly™

**SUA MARCA ANUNCIE AQUI**

**APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:**

 **fornecedores:**  
*produtos/serviços*

**SUA MARCA**

**anuncie aqui**

**SUA MARCA**

**anuncie aqui**

**SUA MARCA**

**anuncie aqui**

**APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:**

**APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:**

**APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:**

**SUA MARCA**

**anuncie aqui**

**SUA MARCA**

**anuncie aqui**

**SUA MARCA**

**anuncie aqui**

**APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:**

**APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:**

**APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:**

**Revista digital  
Oil & Gas Brasil**

FPSO GUANABARA MV31  
NASSAU  
IMO 9171436

**ANUNCIE CONOSCO!!!**

**Próxima edição: n° 41 - Junho**

**Entrega de material: 05/06/23**

**Circulação: 12/06/23**