

# Revista digital Oil & Gas Brasil

Ano 2023 . Edição 38 . nº 038

- \* OMNI Táxi Aéreo fecha contrato com a Saipem
- \* Produção do Campo de Sapinhoá completa 10 anos
- \* Solstad vende sua frota PSV para a Tidewater
- \* Porto do Sudeste assina contrato com a PRIO
- \* FPSO Cidade de Itajaí comemora dez anos de operação

## Novo recorde de produção marca início de ano



## Entrevista exclusiva



**Delma Quintanilha,**  
*Chefe regional do API para  
América Latina, África, Portugal e  
Espanha*

**Normas Técnicas  
impulsionam a inovação**

## Embarcação de apoio a dutos Subsea 7 permanece com a Petrobras



# iINTER<sup>®</sup> CABOS

compromisso com qualidade

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

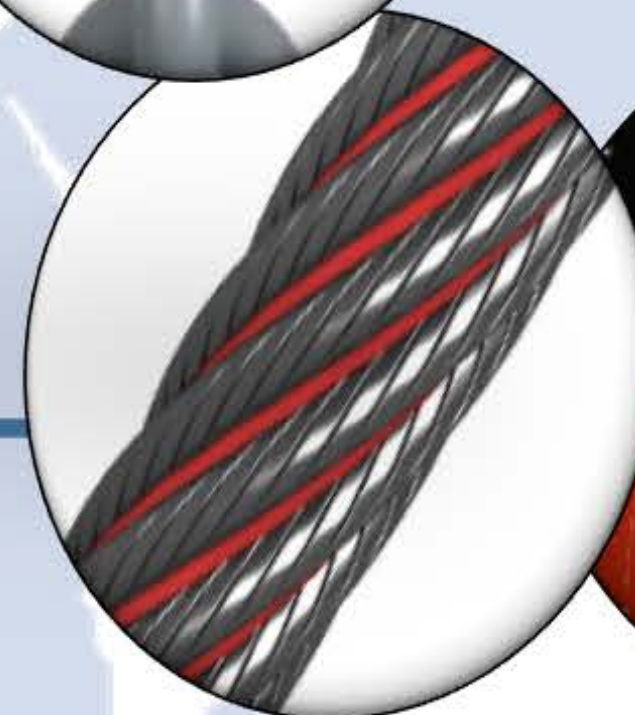


Rua Magnólia, nº 767 | Bairro Pedro II | Belo Horizonte | MG  
CEP: 30770-020 | **(31) 2519-5400** | **(31) 3412-3700**  
[intercabos@intercabos.com.br](mailto:intercabos@intercabos.com.br) | [www.intercabos.com.br](http://www.intercabos.com.br)

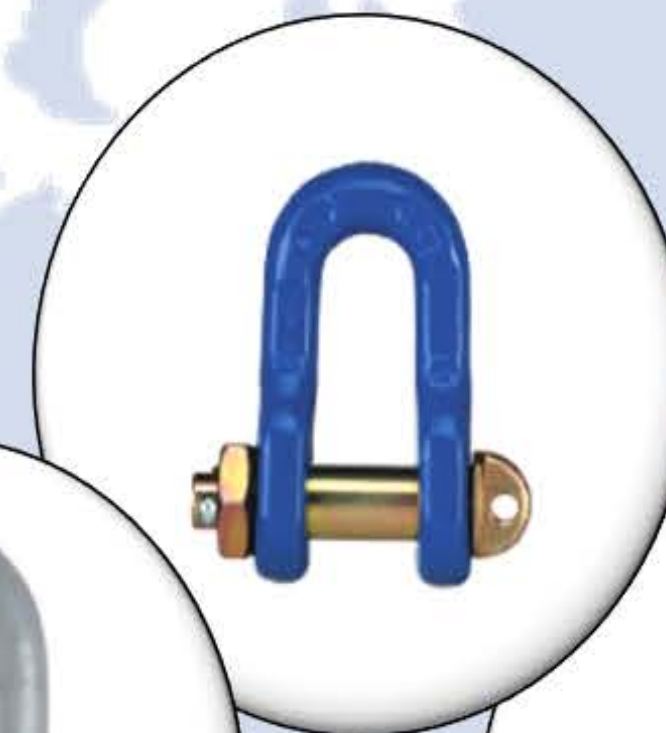
Correntes



Cabos Especiais



Manilhas Especiais



Acessórios



Cabos Sintéticos  
em HMPE



**WIRECO**  
A World Ahead



# Sumário

10 matéria de capa

22 petróleo e gás

18 entrevista exclusiva

31 artigo

## Seções:

03 sumário

04 editorial

05 petróleo e gás

05 petróleo e gás

12 petróleo e gás

14 soldagem

16 petróleo e gás

24 petróleo e gás

28 petróleo e gás

36 petróleo e gás

38 petróleo e gás

39 petróleo e gás

40 petróleo e gás

42 fornecedores

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

**Diretora:** Renata Soares **Reportagem:** Flávia Vaz e Julia Vaz  
**Editores:** 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

## ***crescente expansão...***

O setor de petróleo e gás natural global deve continuar em uma crescente expansão ao longo do ano de 2023. O Brasil será peça-chave para a expansão do setor ao longo dos próximos meses.

O Setor mundial de petróleo e gás natural vai assistir à perfuração de 75 a 85 poços de alto impacto em 2023.

O ano de 2023 mal começou e já está gerando discussões sobre a expansão do setor de petróleo e gás natural no mercado global.

As previsões são otimistas para a perfuração de novos poços nos próximos meses. o mercado assistirá à abertura de até 85 novos poços de alto impacto no ano.

O número está em linha com o que foi registrado entre 2020 e 2022.

A América do Sul, será um grande destaque em especial o Brasil.

Para o futuro da perfuração de poços no mercado nacional, os destaques apontados são Morpho (operado pela Petrobras na Bacia da Foz do Amazonas) e Ubaia (operado pela TotalEnergies na Bacia de Campos).

Nos últimos meses, vários contratos de extensão estão sendo assinados pelos grandes players do setor, junto aos prestadores de serviços e os fornecedores de produtos no país.

*boa leitura!*

*A editora*



Foto: Divulgação

# Petrobras pretende retomar a produção do Polo Bahia Terra até o mês de abril

*Presidente da Petrobras, Jean Paul Prates, encontrou-se com o governador do estado, Jerônimo Rodrigues, deputados e prefeitos baianos*

O presidente da Petrobras, Jean Paul Prates, em encontros com o governador da Bahia, Jerônimo Rodrigues, deputados e prefeitos baianos, garantiu que a companhia está tomando todas as providências necessárias para a retomada da produção do Polo Bahia Terra até o mês de abril. O polo teve a operação paralisada a pedido da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) no fim do ano passado e, desde então, a companhia segue cronograma proposto ao órgão regulador para voltar a produção e atender as solicitações o mais rápido possível.

“Os ativos das nossas regiões de operação terrestre tiveram produção interrompida por um ato regulatório da ANP, não foi um ato da Petrobras. Nós estamos finalizando agora este mês todas as exigências que a Agência colocou para reestabelecer a produção do Polo Bahia Terra até o começo de abril. Vamos retomar a produção que é importante para os municípios, é importante para manter os empregos e porque é importante para a Petrobras”, afirmou o presidente.

Prates aproveitou a passagem pela Bahia para visitar as instalações do complexo Torre Pituba, um dos edifícios administrativos da Petrobras em Salvador. O prédio tem capacidade para mais de cinco mil empregados, conta com 22 andares e um espaço anexo, e deve voltar a ser utilizado em breve.

“Já anunciamos recentemente que pretendemos avaliar no novo Plano Estratégico da companhia o retorno das atividades no Polo Bahia, com a retomada das operações, novos investimentos e o fortalecimento de outras matrizes. Para isso, o Torre Pituba é essencial na garantia de que

nossos trabalhadores e trabalhadoras voltem a frequentar este espaço, que possui certificação LEED Gold de sustentabilidade e eficiência energética e predial”, informou Prates. Atualmente a Petrobras conta com um efetivo de mais de mil empregados na Bahia. Sob gestão da unidade está a produção de petróleo e gás

em concessões situadas nas bacias sedimentares do Recôncavo e norte do Espírito Santo (terrestres) e Camamu (marítima), operando com 24 concessões de produção em terra e uma no mar. Encontram-se em operação 1.474 poços, sendo 989 produtores de óleo e/ou gás e 485 injetores.



Foto: Divulgação

## Fugro e Petrobras concluem pesquisa de inspeção submarina remota

**A** Fugro usou um veículo operado remotamente (ROV) implantado no Fugro Aquarius para conduzir a pesquisa. O pessoal do escritório pilotou o ROV de um centro de operações em Aberdeen, na Escócia, em vez do navio.

Este teste de tecnologia foi realizado pela Fugro em colaboração com a Petrobras sob um contrato plurianual existente com o objetivo de minimizar riscos e melhorar a sustentabilidade durante projetos de inspeção, reparo e manutenção (IRM).

“Este projeto histórico representa uma conquista significativa em nosso trabalho contínuo com a Petrobras para apoiar uma produção de energia offshore mais segura e sustentável no Brasil”, disse John Chatten, gerente de desenvolvimento de negócios para as operações marítimas da Fugro no Brasil.

“Como o principal fornecedor de serviços de ROV do país, esperamos implementar essa abordagem em pesquisas futuras e trazer inovações remotas e autônomas adicionais para a região.”

Segundo Fugro, a abordagem foi realizada por meio de um datalink de alta velocidade fornecido pela Petrobras.

Para lembrar, a Fugro concluiu sua primeira campanha de inspeções de integridade offshore totalmente remota em janeiro. As inspeções foram realizadas no Mar do Norte usando a embarcação de superfície não tripulada Fugro Orca Blue Essence (USV) com ROV elétrico Blue Volta.

A empresa holandesa também inaugurou recentemente seu centro de operações remotas (ROC) em St. John's, no Canadá, que será usado para controlar as operações de pesquisa offshore.



Foto: Divulgação

# Petrobras e Shell assinam memorando de entendimentos para identificar novos negócios no upstream, oportunidades de descarbonização e iniciativas socioambientais

*Empresas têm como objetivo construir novas possibilidades de cooperação tanto no segmento de óleo e gás como na área de transição energética.*



Foto: Divulgação

O CEO da Petrobras, Jean Paul Prates, e o CEO da Shell, Wael Sawan, assinaram hoje, durante a CERAWEEK, em Houston, um memorando de entendimentos com a finalidade de promover discussões e colaborações entre as empresas. As companhias vão trabalhar juntas para identificar potenciais oportunidades de negócio no upstream, compartilhando experiências e melhores práticas em redução de emissões de carbono e iniciativas socioambientais. O contrato tem duração de cinco anos.

Esse acordo não vinculante foca em potenciais oportunidades de exploração dentro e fora do pré-sal, incluindo a Margem Equatorial. Também contempla esforços de transição energética, com ênfase em renováveis e Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS). Na frente ambiental,

Petrobras e Shell pretendem estabelecer projetos para preservar e restaurar a biodiversidade, com o objetivo de emitir créditos para compensar as emissões de carbono. Além disso, as empresas também buscarão atuar em conjunto em projetos de investimento social. Com essa parceria, as empresas reconhecem que sinergias em projetos de E&P que contemplem iniciativas de descarbonização são estratégicos em um cenário de economia de baixo carbono e reforçam a intenção de buscar novas oportunidades de parcerias no Brasil e no exterior. Para acompanhar o progresso dos estudos e discussões, serão formados comitês de representantes de ambas as empresas.

“Contar com parceiros como a Shell é fundamental para os planos futuros da Petrobras, pois as parcerias conferem solidez e robustez aos projetos conjuntos em áreas que a empresa está buscando diversificação rentável, como renováveis e hidrogênio. Vamos

buscar entendimento com os maiores players para seguir nessa jornada da Petrobras por uma transição energética justa”, destacou Jean Paul Prates. “Neste momento, em que a Shell comemora nosso aniversário de 110 anos de trabalho no Brasil, este empolgante acordo reforça tanto a importância do país em nosso portfólio global quanto nossa forte parceria com a Petrobras”, disse Wael Sawan, CEO da Shell.

## Parceria tecnológica

A Petrobras e Shell possuem longo histórico de cooperação na área de pesquisa e desenvolvimento em tecnologias de interesse mútuo, tendo um Acordo de Cooperação Técnica Estratégica (ACTE) vigente desde 2020. Atualmente, Petrobras e Shell são parceiras em ativos importantes no Brasil, tais como Tupi, Sapinhoá, Mero, Atapu, entre outros.



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

# Petrobras investe R\$ 720 milhões na maior parada de manutenção da história da RPBC

*Serviços acontecem em março e mobilizarão quase 4 mil pessoas durante a parada programada da refinaria de Cubatão/SP.*

A partir de março, a Petrobras iniciou a maior parada programada para manutenção da história da Refinaria Presidente Bernardes de Cubatão (RPBC). Com duração de 60 dias, os serviços mobilizarão aproximadamente quatro mil pessoas no pico dos trabalhos e terão investimentos que totalizam R\$ 720 milhões.

O objetivo é manter a integridade dos equipamentos e implementar projetos de melhoria operacional e de segurança melhorando o desempenho global da refinaria em linha com o Plano Estratégico da Petrobras.

Os principais serviços acontecerão nas unidades de Destilação Atmosférica (UC), Destilação a Vácuo (UVC), Hidrotratamento de Diesel (HDT-2), Geradora de Hidrogênio (UGH-2), Coque 2, Hidrodessulfurização (HDS), Craqueamento Catalítico Fluído (UFCC) e Tocha 5 da refinaria.

Em razão do grande porte dos trabalhos, a preparação começou há mais de dois anos, com a consolidação do escopo, especificação, licitação e contratação de empresas especializadas para execução.

Também não haverá qualquer risco de desabastecimento do mercado.

“Em razão do volume e abrangência dos serviços, foi necessário grande planejamento de materiais, com previsão de quase 11 mil itens, movimentando o mercado fornecedor. Os serviços também serão realizados atendendo todos os requisitos em relação à segurança das pessoas envolvidas e ao meio ambiente”, explica Wagner Felicio de Oliveira, gerente geral da RPBC.

## Produtos

A refinaria tem capacidade para processar 28,5 milhões de litros de petróleo por dia. Entre os principais produtos, estão a gasolina, diesel automotivo e marítimo, GLP (gás de cozinha), bunker,

gasolina de aviação, entre outros. Dentro deste vasto portfólio, vale destacar o recorde mensal de produção do Diesel S-10 (com menor teor de enxofre) de 296 milhões de litros, produzidos ao longo do mês de dezembro do ano passado, em atendimento ao aumento da demanda do mercado nacional.



Foto: Divulgação

# Petrobras inicia compartilhamento de infraestrutura de escoamento e processamento de gás na Bahia



**A** Petrobras iniciou, a operação dos contratos de escoamento e processamento de gás natural celebrados com as empresas Petroreconcavo, SPE Miranga, Origem Energia e 3R Candeias para acesso às infraestruturas de escoamento e de processamento na Unidade de Tratamento de Gás Natural de Catu - UTG Catu, localizado no município de Pojuca, na Bahia. Também foi iniciada a operação do contrato de processamento de gás natural celebrado com a 3R Rio Ventura.

Esses contratos substituem a solução transitória conhecida como Swap Comercial, vigente desde 01/01/2022, que tornou possível a antecipação do atendimento ao mercado de gás natural por essas empresas, antes do acesso às infraestruturas de escoamento e processamento da Petrobras.

Este é um passo importante na construção de um mercado de gás natural sustentável.



# Novo recorde de produção marca início de ano

Por Julia Vaz



Com um aumento da produção de petróleo de 6,5% em um mês, o Brasil começou o ano batendo novo recorde de produção do energético: de acordo com dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e B combustíveis (ANP) foram 3,274 milhões de barris por dia (bbl/dia) em janeiro deste ano, 126 mil barris a mais o 3,148 bbl/d de outubro de 2022. Já a produção de gás natural somou 143,24 milhões de metros cúbicos dia (m³/d) de gás natural, com um crescimento mensal de 2,2%.

| Histórico de produção de petróleo – óleo e condensado (Mbbl/d) |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
|----------------------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                                                                | 01/2022 | 02/2022 | 03/2022 | 04/2022 | 05/2022 | 06/2022 | 07/2022 | 08/2022 | 09/2022 | 10/2022 | 11/2022 | 12/2022 | 01/2023 |
| Condensado                                                     | 8       | 8       | 8       | 9       | 8       | 7       | 7       | 7       | 7       | 7       | 7       | 7       | 7       |
| Óleo                                                           | 3.025   | 2.909   | 2.973   | 2.991   | 2.871   | 2.821   | 2.955   | 3.079   | 3.141   | 3.237   | 3.088   | 3.067   | 3.267   |
| Petróleo                                                       | 3.032   | 2.917   | 2.981   | 2.999   | 2.879   | 2.829   | 2.963   | 3.087   | 3.148   | 3.245   | 3.095   | 3.074   | 3.274   |

| Histórico de produção de gás natural – GASA e GASN (MMm³/d) |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
|-------------------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                                                             | 01/2022 | 02/2022 | 03/2022 | 04/2022 | 05/2022 | 06/2022 | 07/2022 | 08/2022 | 09/2022 | 10/2022 | 11/2022 | 12/2022 | 01/2023 |
| GASA                                                        | 123     | 119     | 120     | 122     | 117     | 112     | 118     | 121     | 124     | 131     | 123     | 122     | 127     |
| GASN                                                        | 14      | 14      | 15      | 15      | 15      | 21      | 18      | 19      | 19      | 18      | 17      | 18      | 16      |
| Gás Total                                                   | 137     | 133     | 134     | 137     | 132     | 133     | 136     | 140     | 143     | 149     | 140     | 140     | 143     |

O salto na produção de óleo em janeiro representou a maior variação mensal em 12 meses. Bem diferente do recorde anterior, quando o gás natural atingiu o maior volume da história – 149 milhões de m³/d, registrando também a maior variação em 12 meses. O que contabilizou a produção recorde de 4,180 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d, a soma do óleo e do gás). Marco que ainda não foi superado.

| Histórico de produção de petróleo e gás natural (Mboe/d) |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
|----------------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                                                          | 01/2022 | 02/2022 | 03/2022 | 04/2022 | 05/2022 | 06/2022 | 07/2022 | 08/2022 | 09/2022 | 10/2022 | 11/2022 | 12/2022 | 01/2023 |
| Petróleo                                                 | 3.032   | 2.917   | 2.981   | 2.999   | 2.879   | 2.829   | 2.963   | 3.087   | 3.148   | 3.245   | 3.095   | 3.074   | 3.274   |
| Gás Natural                                              | 864     | 838     | 846     | 861     | 828     | 836     | 853     | 880     | 900     | 936     | 883     | 881     | 901     |
| Produção Total                                           | 3.897   | 3.754   | 3.827   | 3.860   | 3.707   | 3.664   | 3.816   | 3.967   | 4.048   | 4.180   | 3.978   | 3.955   | 4.175   |

Foi o campo de Mero, por meio do FPSO Guanabara, que registrou a maior produção dos dois energéticos: 170,3 mil bbl/d de óleo e 10 milhões de m³/d de gás natural.

Importante lembrar que 3,5% da produção dessa jazida está atribuída à AnC\_Mero, referindo-se à parcela cabível à União, representada pela Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), uma vez que essa área não está sob contrato.

A produção do pré-sal, que corresponde a 75% do total, foi de 2,489 milhões de bbl/d e 107,80 milhões de m³/d, somou 3,168 milhões de boe/d, novo recorde – e uma variação de 6,1% em relação a dezembro e 8,8% nos últimos 12 meses.

O ranking da produção por operadora mudou significativamente em três meses, com a norueguesa Equinor assumindo o segundo lugar, superando a francesa TotalEnergies, e a brasileira PRIO (novo nome adotado pela PetroRio) se posicionando em terceiro lugar, acima da anglo-holandesa Shell.

| Operador         | Petróleo (bbl/d) | Gás Natural (Mm³/d) | Produção Total (boe/d) |
|------------------|------------------|---------------------|------------------------|
| PETROBRAS        | 2.926.004        | 132.114             | 3.756.973              |
| EQUINOR BRASIL   | 91.891           | 190                 | 93.086                 |
| PETRO RIO JAGUAR | 62.793           | 930                 | 68.645                 |
| TOTALENERGIES EP | 32.921           | 1.146               | 40.131                 |
| SHELL BRASIL     | 32.751           | 315                 | 34.731                 |
| ENEVA            | 1.343            | 3.406               | 22.764                 |
| KAROON BRASIL    | 21.521           | 144                 | 22.426                 |
| TRIDENT ENERGY   | 20.182           | 333                 | 22.277                 |
| 3R PETROLEUM OFF | 14.839           | 507                 | 18.031                 |
| PETRO RIO O&G    | 13.572           | 60                  | 13.951                 |

Evidentemente, quando se fala no ranking da produção por consorciada, as posições são diferentes. Mas sinalizam mudanças importantes. Petrobras, Shell, Total Energies e Petrogal mantem-se nas quatro primeiras posições, enquanto outras ganham espaço, como é o caso da chinesa CNOOC que superou a espanhola Repsol Sinopec (ficou em 6º) e a malasiana Petronas (7º) , posicionando-se em quinto lugar (ultrapassou também a conterrânea CNODC, que ficou em 9º).

Quem acelerou mesmo foi a PRIO, que em outubro sequer estava entre as dez maiores produções (era a 13ª) entre as consorciadas e em janeiro ocupou uma honrosa 8ª posição.

Contabilizando a produção da PRIO Jaguar (que opera o campo de Frade) e da controladora, PRIO O&G, a brasileira vai galgar mais três posições, ficando em 6º, logo depois da Equinor (que também somaria as produções da Equinor Brasil com a Equinor Energy).

| Concessionário    | Petróleo<br>(bbl/d) | Gás Natural<br>(Mm³/d) | Produção Total<br>(boe/d) |
|-------------------|---------------------|------------------------|---------------------------|
| PETROBRAS         | 2.090.826,34        | 94.707,55              | 2.686.518,82              |
| SHELL BRASIL      | 377.377,80          | 17.168,49              | 485.364,32                |
| TOTALENERGIES EP  | 137.480,68          | 5.862,88               | 174.357,09                |
| PETROGAL BRASIL   | 100.303,06          | 4.433,90               | 128.191,43                |
| CNOOC PETROLEUM   | 64.798,29           | 3.269,58               | 85.363,35                 |
| REPSOL SINOPEC    | 52.497,18           | 2.366,20               | 67.380,15                 |
| PETRONAS          | 57.518,60           | 1.116,10               | 64.538,66                 |
| PETRO RIO JAGUAR  | 53.974,56           | 809,34                 | 59.065,19                 |
| CNODC BRASIL      | 43.390,19           | 2.350,62               | 58.175,15                 |
| EQUINOR BRASIL    | 55.134,82           | 113,94                 | 55.851,49                 |
| SINOCHEM          | 36.756,54           | 75,96                  | 37.234,33                 |
| PETRÓLEO          |                     |                        |                           |
| EQUINOR ENERGY    | 32.801,96           | 598,76                 | 36.568,04                 |
| QATARENERGY       | 28.836,39           | 784,39                 | 33.770,06                 |
| ENEVA             | 1.343,02            | 3.405,68               | 22.764,12                 |
| KAROON BRASIL     | 21.520,55           | 143,89                 | 22.425,62                 |
| TRIDENT ENERGY    | 20.181,95           | 333,01                 | 22.276,52                 |
| ENAUTA ENERGIA    | 12.374,94           | 674,98                 | 16.620,41                 |
| POTIGUAR E&P S.A. | 8.806,88            | 671,90                 | 13.033,02                 |
| PETRO RIO O&G     | 12.097,78           | 54,20                  | 12.438,68                 |

No que diz respeito à distribuição da produção nacional e nas riquezas que ela gera em termos de tributos, royalties, participações especiais, Rio de Janeiro continua sendo a unidade da federação líder, isolada. Afinal, foi na sua costa que a indústria offshore, responsável por mais de 97,9% da produção de óleo e 85,9% da produção de gás, deu os primeiros passos e colocou o Brasil na liderança na exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas.

É importante observar que a produtividade dos campos no pré-sal alçou São Paulo à segunda posição, em menos de dez anos. Mas a distância ainda é grande: a produção paulista em sete campos soma pouco mais de 307 mil boe/d, enquanto que a fluminense, em 49 campos, fica próxima de 3,5 milhões de boe/d.

| Concessionário    | Petróleo<br>(bbl/d) | Gás Natural<br>(Mm³/d) | Produção Total<br>(boe/d) |
|-------------------|---------------------|------------------------|---------------------------|
| PETROBRAS         | 2.090.826,34        | 94.707,55              | 2.686.518,82              |
| SHELL BRASIL      | 377.377,80          | 17.168,49              | 485.364,32                |
| TOTALENERGIES EP  | 137.480,68          | 5.862,88               | 174.357,09                |
| PETROGAL BRASIL   | 100.303,06          | 4.433,90               | 128.191,43                |
| CNOOC PETROLEUM   | 64.798,29           | 3.269,58               | 85.363,35                 |
| REPSOL SINOPEC    | 52.497,18           | 2.366,20               | 67.380,15                 |
| PETRONAS          | 57.518,60           | 1.116,10               | 64.538,66                 |
| PETRO RIO JAGUAR  | 53.974,56           | 809,34                 | 59.065,19                 |
| CNODC BRASIL      | 43.390,19           | 2.350,62               | 58.175,15                 |
| EQUINOR BRASIL    | 55.134,82           | 113,94                 | 55.851,49                 |
| SINOCHEM          | 36.756,54           | 75,96                  | 37.234,33                 |
| PETRÓLEO          |                     |                        |                           |
| EQUINOR ENERGY    | 32.801,96           | 598,76                 | 36.568,04                 |
| QATARENERGY       | 28.836,39           | 784,39                 | 33.770,06                 |
| ENEVA             | 1.343,02            | 3.405,68               | 22.764,12                 |
| KAROON BRASIL     | 21.520,55           | 143,89                 | 22.425,62                 |
| TRIDENT ENERGY    | 20.181,95           | 333,01                 | 22.276,52                 |
| ENAUTA ENERGIA    | 12.374,94           | 674,98                 | 16.620,41                 |
| POTIGUAR E&P S.A. | 8.806,88            | 671,90                 | 13.033,02                 |
| PETRO RIO O&G     | 12.097,78           | 54,20                  | 12.438,68                 |

Distribuição da produção de petróleo e gás natural por Estad

| Estado              | Petróleo<br>(bbl/d) | Gás Natural<br>(Mm³/d) | Produção Total<br>(boe/d) | Nº Campos<br>produtores |
|---------------------|---------------------|------------------------|---------------------------|-------------------------|
| Rio de Janeiro      | 2.832.383           | 104.205                | 3.487.811                 | 49                      |
| São Paulo           | 221.348             | 13.623                 | 307.032                   | 7                       |
| Espírito Santo      | 157.354             | 3.745                  | 180.912                   | 33                      |
| Rio Grande do Norte | 31.141              | 957                    | 37.158                    | 67                      |
| Amazonas            | 13.249              | 13.484                 | 98.061                    | 9                       |
| Bahia               | 12.115              | 3.643                  | 35.029                    | 66                      |
| Sergipe             | 3.710               | 40                     | 3.964                     | 15                      |
| Alagoas             | 2.337               | 805                    | 7.399                     | 6                       |
| Ceará               | 631                 | 1                      | 636                       | 2                       |
| Maranhão            | 116                 | 2.713                  | 17.178                    | 7                       |
| Paraná              |                     | 28                     | 174                       | 1                       |
| Total               | 3.274.383           | 143.243                | 4.175.356                 | 262                     |



Foto: Divulgação

# Petrobras prioriza exploração na Margem Equatorial e na Colômbia

*Diretor de Exploração e Produção da Petrobras, Fernando Borges, falou sobre a estratégia da empresa na CERAWEEK 2023*



**O**s investimentos da Petrobras voltados às atividades de exploração previstos para os próximos cinco anos são da ordem de US\$ 6 bilhões, com foco principal em sustentabilidade, tanto econômica quanto ambiental.

A estratégia da companhia favorece os seus novos projetos de exploração, tais como os que serão implementados na Margem Equatorial brasileira e no bloco de Tayrona, na Colômbia, este último voltado à produção de gás.

Essas informações foram apresentadas pelo diretor de Exploração e Produção da Petrobras, Fernando Borges, em sua participação no painel “Latin American Upstream: Competitiveness in global markets”, apresentado na CERAWEEK 2023, uma das maiores feiras de óleo e gás do mundo, sediada em Houston (EUA).

O início da fase de exploração na Margem Equatorial, que vai

do Amapá até o Rio Grande do Norte, aguarda o licenciamento do IBAMA, que pode ocorrer ainda no primeiro trimestre deste ano. “A Margem Equatorial representa para nós um prospecto promissor, bem como um ativo que poderá contribuir para a segurança energética do país”, declarou Fernando Borges.

A Petrobras prevê investir US\$ 2,9 bilhões na Margem Equatorial, nos próximos anos, o que representa 49% do total que será investido nas atividades de exploração.

Outra área prioritária para a Petrobras, citada por Fernando Borges no evento, é o bloco Tayrona, na Colômbia. O diretor explicou que a

companhia encontrou gás natural no local, por meio do poço exploratório Uchuva-1, perfurado em águas profundas da Colômbia, a 32Km da costa e a 76 Km da cidade de Santa Marta, em uma lâmina d’água de aproximadamente 830 metros. A Petrobras é operadora do bloco (participação de 44,44%), em parceria com a Ecopetrol, com a participação de 55,56%.

O painel do qual Fernando Borges fez parte abordou os desafios da indústria de energia na América Latina, tais como o aumento da competitividade e a crescente necessidade de redução de carbono por parte das empresas de energia no mercado global, dentre outros temas.



## Maersk Supply Service é contratada pela Petrobras

**A** Maersk Supply Service ganhou um contrato de três anos com a Petrobras para que três de seus manipuladores de âncoras sejam implantados.

Os manipuladores de âncoras classe L Maersk Leader, Maersk Launcher e Maersk Lancer foram entregues no Brasil e realizarão um escopo de trabalho de atividades de manuseio de ancoragem e movimentação de sondas. Com este contrato, doze embarcações da frota da Maersk Supply Service atendem atualmente os mercados brasileiro e latino-americano.

“A Maersk Supply Service está empenhada em investir no mercado brasileiro e em fornecer soluções seguras, eficientes e sustentáveis para nossos clientes nesta região estrategicamente importante”, disse Rafael Thome, Diretor Geral da empresa no Brasil.

“Estamos satisfeitos com a confiança que a Petrobras voltou a depositar em nós e esperamos continuar nossa colaboração positiva.”

Segundo a Maersk Supply Service, este último contrato continua consolidando sua presença no Brasil e segue uma série de contratos de soluções para o FPSO Fluminense em nome da Shell, bem como o contrato Mero 2 para a Petrobras.

No final de 2022, a empresa dinamarquesa também fechou contrato com a ExxonMobil Guiana para o navio de apoio submarino (SSV) Maersk Nomad.

A Maersk Supply Service ganhou um contrato de três anos com a Petrobras para que três de seus manipuladores de âncoras sejam implantados.



Foto: Divulgação

# Fronius anuncia investimentos na área de soldagem

*Seguindo as tendências do mercado, o foco da empresa para 2023 será em soluções para aliviar a escassez de trabalhadores qualificados, bem como em tecnologias sustentáveis, além da digitalização e automação da indústria.*



**A**pós fechar 2022 com crescimento na casa dos dois dígitos, a Unidade Perfect Welding da Fronius, especializada em soluções de soldagem, reforça os investimentos para ampliar a capacidade produtiva e desenvolver soluções mais competitivas para o mercado. A empresa, que investiu 187 milhões de euros no ano passado, vai destinar mais de 233 milhões de euros em 2023 para a construção de instalações com estrutura sustentável e lançamento de tecnologias voltadas para automação e digitalização da indústria de soldagem.

**Ampliação das unidades fabris** – A companhia segue com o plano de ampliação das unidades fabris, com a construção de novas instalações da fábrica de Sattledt, Áustria, que teve área útil ampliada de 41 mil m<sup>2</sup> para 69 mil m<sup>2</sup> no ano

passado. “Estamos criando espaço para estações adicionais de trabalho e linhas de produção para sistemas de soldagem, de forma a garantir uma situação estável de produção. Esperamos contratar cerca de 1,3 mil funcionários em todo o mundo até o final de 2023”, afirma Harald Scherleitner, diretor global de vendas e marketing, unidade de negócios Perfect Welding da Fronius International GmbH.

O centro industrial de Pettenbach, também na Áustria, é outro alvo de expansão em 2023. “Lá serão criadas capacidades adicionais para a fabricação de tochas de solda, priorizando alto valor agregado, elevado padrão de qualidade e segurança. Além disso, o autoabastecimento com energia de fontes renováveis vem sendo continuamente aplicado nas instalações”, explica o executivo.

**Sistemas inteligentes de soldagem** – Além da ampliação das unidades fabris, a aposta da Fronius para este ano são soluções digitais e de automação de soldagem, que ajudem o mercado a suprir a escassez de mão de obra especializada e a tornar o processo de produção mais sustentável.

Os investimentos serão focados no desenvolvimento de equipamentos e sistemas voltados para digitalização completa de todos os processos de soldagem, bem como dispositivos e aplicativos intuitivos e fáceis de usar, que poderão auxiliar os trabalhadores a executar os processos de soldagem exigentes e de alta qualidade com mais rapidez e eficiência.

No geral, a Fronius vê as soluções digitais como a chave para aumentar a eficiência e a qualidade dos processos de soldagem. “A dedicação e motivação da Fronius em oferecer novas tecnologias

vem totalmente de encontro à falta de especialistas. A tendência é que cada vez mais os equipamentos ofereçam recursos e comunicação para facilitar a aplicação e a integração com dispositivos mecânicos, automatizados ou robotizados”, observa Claudio Sá, diretor comercial da Perfect Welding, da Fronius do Brasil.

Segundo o executivo, entre as novidades tecnológicas da Fronius que devem chegar ao mercado neste ano está o WeldCube Navigator, software de treinamento e procedimento técnico que, por meio de um guia que traz o passo-a-passo pré-definido no visor, orienta o profissional a manusear as ferramentas de soldagem e trabalhar com diferentes técnicas para obter um acabamento de qualidade. “O sistema garante a repetibilidade necessária para o aprendizado, facilitando o treinamento de novos soldadores em peças que tenham diferentes cordões de solda”, explica Claudio Sá.

Complementando o WeldCube, a Fronius deve lançar também o novo simulador de soldagem, composto por hardware com tochas de solda reais e recurso de realidade aumentada (AR), que permite ao profissional praticar as técnicas aprendidas em cenário mais realista.

O simulador ainda vem integrado com a plataforma Welducation Campus, que promove treinamento virtual de qualidade e abrangente, com teorias, exercícios práticos e testes de conhecimento.

Na parte de componentes, a novidade será o Dual Wire Feeder, alimentador de arame duplo para a série Fronius TransPuls

## ***soldagem (continuação)***

Synergic/i. Equipado com duas bobinas de arame e duas mangueiras ou jogos de tochas de solda, o Dual Wire Feeder permite que o soldador alterne entre duas espessuras de arame ou materiais de forma rápida e fácil.

### ***Sobre a Fronius do Brasil***

Há mais de 20 anos atuando no mercado brasileiro, a Fronius do Brasil é composta de três unidades de negócios: Energia Solar; Tecnologia de Soldagem e Carregadores de Baterias para todos os tipos de veículos e para centros de distribuição.

A Fronius foi fundada na Áustria em 1945 e hoje é reconhecida como líder em inovação e tecnologia ao redor do mundo.

No Brasil, está localizada em São Bernardo do Campo (SP), onde conta com uma equipe de mais de 100 profissionais, além de mais de 30 representantes comerciais e distribuidores em todo território nacional.

Em 2021, a filial brasileira recebeu, pelo segundo ano consecutivo, o selo da consultoria internacional Great Place to Work (GPTW) e a certificação de excelente empresa para trabalhar no ranking Melhores Empresas para Trabalhar GPTW. Saiba mais no site da empresa.

### ***Perfect Welding***

A unidade de negócios Perfect Welding da Fronius é líder mundial em tecnologia de soldagem por arco voltaico e robótica, dominando a soldagem por eletrodo revestido, TIG, MIG/MAG, plasma e LaserHybrid, com ferramentas poderosas para a melhor soldagem possível.

Fontes de solda para aplicação manual, acessórios de solda e uma ampla gama de serviços completam o portfólio.

Nosso objetivo é decodificar o “DNA do arco”.



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

# Solstad vende sua frota PSV para a Tidewater por US\$ 577 milhões

*A empresa de navegação norueguesa Solstad Offshore concordou em vender sua frota de embarcações de abastecimento de plataforma (PSV) para a operadora de embarcações offshore dos EUA, Tidewater, por um valor total em dinheiro de aproximadamente US\$ 577 milhões, marcando uma saída do segmento de PSV.*



A frota do PSV é composta por 37 embarcações, todas operando atualmente em todo o mundo, principalmente no Mar do Norte, mas também no Brasil, Austrália e África Ocidental.

A frota tem uma carteira de pedidos total de aproximadamente \$ 620 milhões, incluindo períodos de opção de contrato, e potencial significativo de geração de fluxo de caixa à medida que os contratos em vencimento avançam para taxas diárias de mercado mais altas.

Diz-se que esse movimento estratégico reduz a dívida da Solstad em aproximadamente NOK 6 bilhões (cerca de US\$ 574,8 milhões) e fortalece consideravelmente seu balanço, capacidade de serviço da dívida e posição de liquidez. Além disso, espera-se que a saída do segmento PSV reduza significativamente o programa de capex da Solstad em 2023 e 2024.

Após a conclusão da transação, a frota da Solstad em operação será composta por 41 embarcações offshore de alto padrão, além de seis embarcações não operacionais e consideradas para venda.

Solstad disse que suas embarcações continuariam apoiando clientes no setor de energia offshore, já que se prevê que tanto as renováveis offshore quanto o petróleo e o gás recebam investimentos significativos nos próximos anos e que a empresa manteria sua presença global em todas as principais regiões offshore.

“A venda dos PSVs representa uma mudança em nossa estratégia em um mercado em transformação. Os PSVs suportam principalmente a indústria de petróleo e gás, enquanto os AHTSs e CSVs podem atender a todos os setores de energia offshore, incluindo petróleo e gás e renováveis. Este movimento está, portanto, alinhado com nossa estratégia de ser um facilitador chave na transição energética. Além disso, a transação dará à Solstad maior liberdade financeira e uma posição de dívida e caixa significativamente melhorada daqui para frente”, disse Lars Peder Solstad, CEO da Solstad Offshore.

“Após a transação, a competência central da futura Solstad será ainda melhor aplicada para desenvolver ainda mais os segmentos CSV e AHTS, incluindo a construção de nossa divisão de serviços e capitalizando uma posição mais forte no mercado de energia renovável. As margens geralmente mais altas para AHTS e CSVs nos permitirão melhorar nossas finanças, fortalecer nossa presença de energia renovável e nos colocar em posição de, com o tempo, renovar nossa frota”.

O fechamento da transação está sujeito às aprovações regulatórias

habituais e inclui uma contingência de financiamento. A transação foi aprovada por unanimidade pelo Conselho de Administração da Tidewater e deve ser concluída no segundo trimestre de 2023.

Em um comunicado separado divulgado, a Tidewater anunciou que a adição dos 37 PSVs o tornará o maior proprietário e operador de PSVs de alta especificação, que é a classe de embarcação OSV que demonstrou a maior utilização em todos os ciclos de mercado.

A frota da empresa é composta por 228 embarcações, incluindo 199 PSVs e AHTS com idade média de 11,3 anos, 65% das quais são embarcações de alta especificação. A frota combinada incluirá 14 embarcações híbridas a bateria e duas embarcações com capacidade para GNL.

A empresa dos EUA planeja financiar a compra por meio de uma combinação de novas dívidas e dinheiro disponível e recebeu compromissos de um grupo de instituições financeiras, lideradas por seu credor DNB Bank ASA, para uma linha de crédito garantida sênior de três anos de até \$ 325 milhões e espera levantar novas dívidas antes do fechamento.

“Este acordo para adquirir 37 PSVs da Solstad Offshore marca mais um marco importante no fortalecimento da posição de liderança da Tidewater, à medida que continuamos a capitalizar no mercado de OSV em rápida melhoria. Esta aquisição solidifica ainda mais a Tidewater como líder em PSVs grandes e de alta especificação e como a nova líder global em PSVs híbridos”, disse Quintin Kneen, presidente e CEO da Tidewater.

“Esta transação é apenas a mais recente de uma série de etapas

### *petróleo e gás (continuação)*

transformadoras que a Tidewater adotou para gerar ganhos de longo prazo e geração de fluxo de caixa. Estamos focados em reunir as melhores frotas OSV do mundo para criar a frota OSV de alta especificação mais segura, sustentável, confiável e lucrativa do mundo.”

Se a transação for concluída no final do segundo trimestre, a Tidewater atualizará sua orientação de receita para 2023 para aproximadamente US\$ 1,03 bilhão, enquanto a margem operacional da embarcação permanecerá a mesma em aproximadamente 50,0%.

No ano passado, a Tidewater adquiriu a Swire Pacific Offshore de Cingapura, acrescentando 50 embarcações à sua frota. A empresa então revelou que o acordo criaria a maior frota de OSVs do setor.



Foto: Divulgação

## Normas Técnicas impulsionam a inovação

*Entrevista Delma Quintanilha, chefe regional do API para América Latina, África, Portugal e Espanha*

Por Julia Vaz



Foto: Divulgação

**O** American Petroleum Institute (API), uma das entidades emblemáticas do setor de óleo e gás, vem acompanhando de perto a evolução da indústria no Brasil, acelerada pela descoberta do pré-sal. Uma evolução sem precedentes, como mostram os saltos tecnológicos consolidados na última década, respaldada também por normas técnicas que buscam contribuir com a qualidade, a segurança, a produtividade e a sustentabilidade do setor.

*“Normas técnicas são impulsionadoras essenciais do crescimento econômico, desenvolvimento de tecnologia e comércio global”, afiança a chefe*

*regional do API para América Latina, África, Portugal e Espanha, Delma Quintanilha, que atua no setor desde 1987, no qual ingressou como química na Petrobras, atuando posteriormente na Brasil Supply e na Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP), antes de assumir essa posição na instituição internacional.*

**Oil & Gas Brasil:** *Em dezembro de 2023, vai fazer dez anos que o American Petroleum Institute (API) inaugurou seu primeiro escritório no Brasil com o objetivo de aumentar sua relação com as empresas de óleo e gás do país, com vc à frente. Qual o balanço que vc faz desses dez anos?*

**Delma Quintanilha:** A Há quase 10 anos, estabelecemos o objetivo de fortalecer nosso relacionamento com as organizações da América do Sul e facilitar o acesso de empresas, reguladores e profissionais da indústria do petróleo, gás e petroquímica às normas, programas e serviços que o API oferece, visando contribuir com a qualidade, segurança, produtividade e sustentabilidade do setor.

entrevista exclusiva (continuação)

Desde então, temos buscado agregar valor à indústria da região através das normas técnicas API, que difundem boas práticas desenvolvidas por consenso, pelo trabalho de mais de 8.000 especialistas voluntários de todas as partes do mundo, sendo cerca de 200 voluntários do Brasil.

Normas técnicas são impulsionadoras essenciais do crescimento econômico, desenvolvimento de tecnologia e comércio global. Nesse sentido, temos contribuído cada vez mais para facilitar a harmonização entre as normas API, normas regionais e nacionais, bem como com regulamentos, minimizando a possibilidade de divergências que poderiam resultar em barreiras desnecessárias e redução da competitividade econômica de fabricantes, prestadores de serviço e operadores.

Percebemos que os Programas do API vem sendo utilizados crescentemente pela indústria local para demonstrar sua competência em atender às normas API, essenciais para nosso setor. Como exemplo, no ano passado recebemos com orgulho o reconhecimento da PETROBRAS, incentivando o mercado fornecedor a utilizar os Programas Monograma API, Certificações API Spec Q1 e API Spec Q2 e as Certificações API para Inspetores nos processos de aquisição de bens e serviços da Empresa. As normas e certificações API vem sendo adotadas pela PETROBRAS em requisitos técnicos de bens e serviços para aquisição, fruto da presença do API em nossa região. Segundo a PETROBRAS, a utilização dos Programas API está alinhada com as diretrizes expressas em seu Guia da Qualidade para Fornecedores.

Por isso, acreditamos que estamos no caminho certo.

Oil & Gas Brasil: *Na época da abertura do escritório (2013), um dos pontos destacados foi que na classificação mundial de empresas que possuem o selo API, o Brasil aparece apenas na 17ª colocação, com 36 companhias*

*certificadas – bem abaixo da China, primeira colocada do ranking com 1.650 empresas qualificadas. Qual o número total de empresas no mundo com certificação API e quantas são no Brasil?*

**Delma Quintanilha:** A Temos atualmente 62 companhias certificadas algumas delas contando com mais de uma instalação certificada, representando 166 certificados. A China continua na 1ª colocação em termos de certificados, com mais de 3500 certificados, e o Brasil evoluiu para o 13º lugar.



Oil & Gas Brasil: *Atualmente, a Petrobras já reconhece as normas do instituto no Certificado de Registro e Classificação Cadastral (CRCC), sistema próprio criado pela estatal exigido pela estatal. Essa incorporação das normas API ao CRCC é um fator positivo, pois certifica a qualidade das fornecedoras brasileiras, que desejam vender seus produtos e serviços no exterior? Ou seja, como v já disse no passado, “quem quer entrar no mercado global do petróleo, precisa da certificação da API para ter credibilidade internacional”?*

**Delma Quintanilha:** As mais de 800 normas do API focam em atividades essenciais para indústria, desde o poço até postos de abastecimento. Sendo referência em diversos países do mundo e contando com a participação de voluntários do Brasil, nos sentimos orgulhosos de saber que estamos agregando valor para a Petrobras e outras diversas companhias de petróleo que contam com nosso trabalho para apoiá-los na superação de desafios técnicos.

Salientamos que a Petrobras também usa a Certificação API como uma forma objetiva e confiável para um provedor demonstrar que atende continuamente às normas do API. O Monograma API, também conhecido no Brasil como “selo API”, e as certificações de Sistema de Gestão da Qualidade API Spec Q1 e API Spec Q2 já são consideradas pela Empresa como um requisito para diversos produtos e serviços.

A Certificação API existe há cerca de 100 anos para demonstrar competência especificamente para as partes interessadas de nossa indústria. Por isso, constitui-se como uma ferramenta com credibilidade suficiente para facilitar processos de importação, exportação e aprovação pelo time de compras de empresas internacionais. Adicionalmente, todas as empresas certificadas pelo API fazem parte de uma lista pública acessível pela web, atualizada em tempo real, que apresenta detalhes das certificações obtidas por cada empresa e dados para contato.

Para conhecer a lista, basta procura por “The API Composite List” através de ferramentas de busca na web ou pelo nosso site ([www.api.org](http://www.api.org)).

Oil & Gas Brasil: *A rápida evolução no desenvolvimento do pré-sal foi um dos fatores que pesou na decisão da abertura do escritório no Brasil. É possível mensurar o volume de certificações API de equipamentos e de serviços desenvolvidos para viabilizar a exploração do pré-sal? Ou seja: a certificação contribui decisivamente para que*



**essa evolução tenha sido bem-sucedida, com equipamentos, serviços e sistema de gestão da qualidade devidamente certificados?**

**Delma Quintanilha:** O API desenvolve e revisa continuamente normas com base em práticas de engenharia provadas, lições aprendidas e em necessidades atuais da indústria. Como focam em assuntos críticos e desafios atuais da indústria, as normas tratam de apoiar a padronização de equipamentos petrolíferos, requisitos de projeto, serviços e práticas operacionais, com grande ênfase na segurança, produtividade, qualidade e sustentabilidade necessárias para situações atuais.

O API se mantém aberto a discutir a necessidade de novas normas ou de revisão de normas existentes, sempre que necessário. De qualquer modo, o ciclo regular de revisão ou revalidação de normas API é de 3 a 5 anos, mantendo o conteúdo técnico sempre focado em necessidades atuais e práticas de engenharia modernas.

Existem dezenas de normas API voltadas para a exploração e produção. Grande parte delas certamente contribui para a exploração do pré-sal, porém não temos como mensurar com

precisão o volume do que é utilizado para o pré-sal. A adoção das normas é voluntária, mas acreditamos contribuir para os resultados positivos das empresas.

**Oil & Gas Brasil: A API criou mais de 800 normas em pouco mais de 100 anos (agora são 104) para uma indústria que sempre foi considerada uma atividade de alto risco, alto impacto e que atua no limite, quebrando sempre paradigmas. Um dos grandes desafios é o upstream, em novas fronteiras, águas cada vez mais profundas, pressão e temperatura altas etc. Como o API consegue se antecipar e gerar normas que vão garantir mais segurança operacional, a proteção ambiental e a sustentabilidade do setor como um todo?**

**Delma Quintanilha:** Nós sempre dizemos que o API desenvolve com a indústria as normas para necessidades apontadas pela própria indústria e para a indústria. As necessidades são identificadas através de inúmeras fontes. Temos atualmente mais de 600 empresas membro do setor, realizamos centenas de eventos com a indústria todo ano e nos mantemos atentos a novas necessidades e desafios técnicos enfrentados. Além disso, nossos escritórios internacionais trabalham próximos às empresas, agências reguladoras e especialistas de todo o mundo, buscando agregar valor à indústria do petróleo e gás onde quer que ela esteja.

**Oil & Gas Brasil: A inovação e disrupção vêm sendo aceleradas na indústria brasileira de óleo e gás por conta dos desafios que surgem, estimulando as empresas a investirem em PD&I, uma vez que existe uma cláusula de PD&I nos contratos de concessão. Na sua percepção, essa inovação, que vem rendendo prêmios (ANP de Tecnologia) e reconhecimento até no exterior (World Oil Awards teve duas inovações brasileiras entre os finalistas de 2022), vem sendo devidamente certificada nas nomas API? Quem inova hoje busca essa certificação, até para se antecipar e ser aceito no mercado?**



## entrevista exclusiva (continuação)

**Delma Quintanilha:** Podemos dizer que muitas empresas que atuam com elevado nível de qualidade e segurança em nosso setor no Brasil possuem certificação API.

Em especial, nossas normas de sistema de gestão da qualidade (API Spec Q1 e API Spec Q2) e suas respectivas certificações podem apoiar empresas que inovam ou que buscam a melhoria contínua de seus processos.

No ano passado, uma empresa brasileira prestadora de serviços de perfuração divulgou na mídia que reestruturou o seu sistema de gestão com base na norma API Spec Q2 e obteve a certificação API. Tal ação, segundo eles, permitiu o aumento no seu faturamento em milhões de dólares, diminuiu o tempo não produtivo de suas sondas de perfuração, além de ter facilitado a obtenção e renovação de contratos.

Oil & Gas Brasil: ***Mais além das normas, o API oferece uma série de treinamentos e cursos, muitos deles online. No entanto, como temos visto na atuação de outras entidades técnicas, como SPE, eventos presenciais no Brasil são bastante procurados. Qual a programação que vcs hoje trazem para o Brasil, além do que é acessível remotamente?***

**Delma Quintanilha:** Oferecemos treinamentos online através do portal APILearning, acessíveis a qualquer tempo. Também oferecemos treinamentos presenciais ou remotos ao vivo, de acordo com a necessidade da empresa, utilizando especialistas reconhecidos como instrutores. Consideramos que é uma boa forma de facilitar o acesso a treinamentos disponíveis fora do Brasil sobre normas API.

Além disso, atuamos com treinamentos customizados sobre normas API, formatando o conteúdo de acordo com o escopo e o nível de profundidade que a empresa solicitante necessita em termos de normas API. Tais treinamentos podem ser

presenciais, fechados para uma empresa, ou abertos.

Oil & Gas Brasil: ***A questão da qualidade dos derivados também é um dos focos?***

**Delma Quintanilha:** No ano passado, desenvolvemos uma parceria com o Instituto da Qualidade Automotiva – IQA para um treinamento que pode ser ofertado presencialmente ou por meio remoto em todo território nacional pelo IQA, sobre Qualidade de Lubrificantes Automotivos.

A Qualidade dos Óleos de Motor também é um tema relevante para o mercado brasileiro, no qual a API pode contribuir ajudando os fabricantes a demonstrar que atendem às especificações de desempenho exigidas pelos motores dos veículos, além de ajudar os consumidores a identificar os lubrificantes que possuem a qualidade necessária para seus veículos.

Em todo o mundo, fabricantes que investem para oferecer produtos de alta qualidade acabam sofrendo concorrência por preços com outros fabricantes de produtos de baixa qualidade que prejudicam motores e lesam consumidores. Por isso, o API possui uma norma técnica sobre o produto e oferece o Programa EOLCS, que certifica e audita o óleo do motor, obtendo resultados positivos tanto para os fabricantes quanto para os consumidores. A presença do selo de certificação API EOLCS, conhecido como Starburst, na embalagem do produto é sinal de que o óleo lubrificante é certificado e auditado pela API.



Oil & Gas Brasil: ***Qual o maior desafio hoje, na sua visão, na certificação da indústria brasileira de O&G e como o API vai 'mudar' essa história?***

**Delma Quintanilha:** Acredito que os fabricantes e prestadores de serviços no Brasil estão conscientes da necessidade de demonstrar competência em um ambiente de competição global, e que as normas e certificações API são relevantes para apoiá-los a demonstrar sua capacidade de cumprir com as normas adotadas pela indústria. Então, estamos certos de que nossa presença e interesse em agregar valor ao setor continuará gerando os resultados crescentes.



# Petrobras e Equinor firmam acordo para avaliar sete projetos de eólica offshore no Brasil

*Empresas estudam instalar parques eólicos nos estados do RJ, ES, PI, CE, RN e RS.*



**A** Petrobras e a Equinor assinaram carta de intenções que amplia a cooperação entre as empresas para avaliar a viabilidade técnico-econômica e ambiental de sete projetos de geração de energia eólica offshore na costa brasileira, com potencial para gerar até 14,5 GW. Com esses estudos, a expectativa é avançar nos projetos de transição energética do país.

“Esse acordo vai abrir caminhos para uma nova fronteira de energia limpa e renovável no Brasil, aproveitando o expressivo potencial eólico offshore do nosso país e impulsionando nossa trajetória em direção à transição energética”, disse o presidente da Petrobras, Jean Paul Prates.

O acordo é fruto da parceria firmada entre Petrobras e Equinor em 2018 – e teve seu escopo ampliado para além dos

dois parques eólicos Aracatu I e II (localizados na fronteira litorânea entre os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo), previstos inicialmente.

Além desses dois projetos, o novo acordo prevê avaliação da viabilidade de parques eólicos de Mangara (na costa do Piauí); Ibitucatu (costa do Ceará); Colibri (fronteira litorânea entre o Rio Grande do Norte e Ceará), além de Atobá e Ibituassu (ambos na costa do Rio Grande do Sul) – num total de sete projetos, com prazo de vigência até 2028.

“Vamos juntar nossa capacidade de inovação tecnológica offshore, reconhecida mundialmente, e a nossa experiência no mercado de geração de energia elétrica brasileiro com a expertise da Equinor em projetos de eólica offshore em vários países. Vale destacar, porém, que a fase é de estudos e a alocação de investimentos depende de análises aprofundadas para avaliar sua viabilidade, além de avanços regulatórios que permitirão os processos de autorização para as atividades, a ser feita pela União”, complementou Prates.

“A Equinor e a Petrobras têm uma longa história de parceria de sucesso. Estamos felizes em expandir nossa colaboração para renováveis, possibilitando uma ampla oferta de energia no Brasil. Juntos, estamos engajados ativamente para contribuir com a realização da energia eólica offshore e da transição energética do Brasil, criando as condições iniciais necessárias para que a energia renovável se desenvolva de maneira sustentável”, afirma Anders Opedal, CEO da Equinor.

## **Petrobras ambiciona neutralizar emissões até 2050**

A iniciativa de diversificação rentável do portfólio da Petrobras contribuirá para o sucesso da transição energética e se soma ao

plano de redução das emissões operacionais de gases de efeito estufa.

A companhia reitera seu objetivo de atingir metas de curto prazo e sua ambição de neutralizar as emissões nas atividades sob seu controle até 2050 – assim como influenciar parceiros em ativos não operados. No Plano Estratégico da Petrobras para o



## *petróleo e gás (continuação)*

período de 2023 a 2027, a eólica offshore é um dos segmentos priorizados para estudos aprofundados.

O potencial brasileiro para geração de energia eólica offshore traz oportunidades promissoras de diversificação da matriz energética do país.

A tecnologia associada à geração eólica offshore utiliza a força dos ventos no mar para a produção de energia renovável – e as principais vantagens são a elevada velocidade e estabilidade dos ventos em alto-mar, livres de interferência de barreiras como rugosidade do solo, florestas, montanhas e construções, por exemplo.

Em vídeo, o presidente Jean Paul Prates fala sobre a parceria entre a Petrobras e a Equinor. Confira aqui.

A Petrobras segue mapeando oportunidades e desenvolvendo projetos de desenvolvimento tecnológico nesse segmento, como os testes da Boia Remota de Avaliação de Ventos Offshore (conhecida como Bravo), em parceria com os SENAls do Rio Grande do Norte (RN) e Santa Catarina (SC).

A Equinor está presente no Brasil desde 2001, e o país é considerado uma das áreas centrais da Equinor.

A Equinor possui um portfólio sólido e diversificado de petróleo e gás no Brasil, com licenças em desenvolvimento e em produção como Bacalhau, na Bacia de Santos, e Peregrino, na Bacia de Campos.

Em renováveis, Apodi (162 MW) é a primeira usina solar do portfólio global da Equinor, operada pela Scatec. A planta iniciou a produção em 2018.

Em 2022, foram iniciadas as obras do projeto solar Mendubim (531 MW), realizado em parceria com a Scatec e a Hydro Rein e previsto para entrar em produção em 2024.”



# Petrobras dá início à comercialização de Combustível Marítimo Marine Gasoil - MGO com menor teor de enxofre em Santos

*O Ultra Low Sulphur Marine Gas Oil (ULSMGO) contém teor de enxofre máximo de 0,1 %.*

**A** Petrobras, desde 1º de março, passa a oferecer no Porto de Santos produto com baixíssimo teor de enxofre.

O Ultra Low Sulphur Marine Gas Oil (ULSMGO) contém teor de enxofre máximo de 0,1 % e é requerido nas Áreas de Controle de Emissão de Enxofre (Emission Control Areas – ECAs), nas quais há limites mais restritivos de emissão de óxidos de enxofre, resultantes da queima do combustível nas embarcações.

Navios em viagens de longo curso que têm como destino portos nessas áreas precisam utilizar o ULSMGO em seu motor principal.

O novo produto é produzido na refinaria Presidente Bernardes (RPBC), em Cubatão, São Paulo.

Segundo o Gerente Executivo de Comercialização no Mercado Interno da Petrobras, Sandro Paes Barreto, “entregar este produto com menor teor de enxofre no Porto de Santos se soma às nossas iniciativas para oferecer à sociedade produtos com garantia de menor emissão”.

A Petrobras até então comercializava no Porto de Santos o Marine Gasoil (MGO) Petrobras convencional, para armadores de longo curso e de cabotagem.

Ele é utilizado nos sistemas auxiliares de geração de energia ou de emergência dos navios de grande porte e em motores principais de embarcações de médio e pequeno porte, contendo teor de enxofre máximo de 0,5 %. Ambos os produtos são obtidos a partir das frações mais leves do

processo de refino (gasóleos atmosféricos, majoritariamente). Ao introduzir o ULSMGO no porto de Santos, a Petrobras auxilia os armadores na redução das emissões do poluente óxido de enxofre,

além de evitar paradas para abastecimentos no trajeto das embarcações que passam pelas Áreas de Controle de Emissão de Enxofre, reduzindo custo e tempo de viagem.

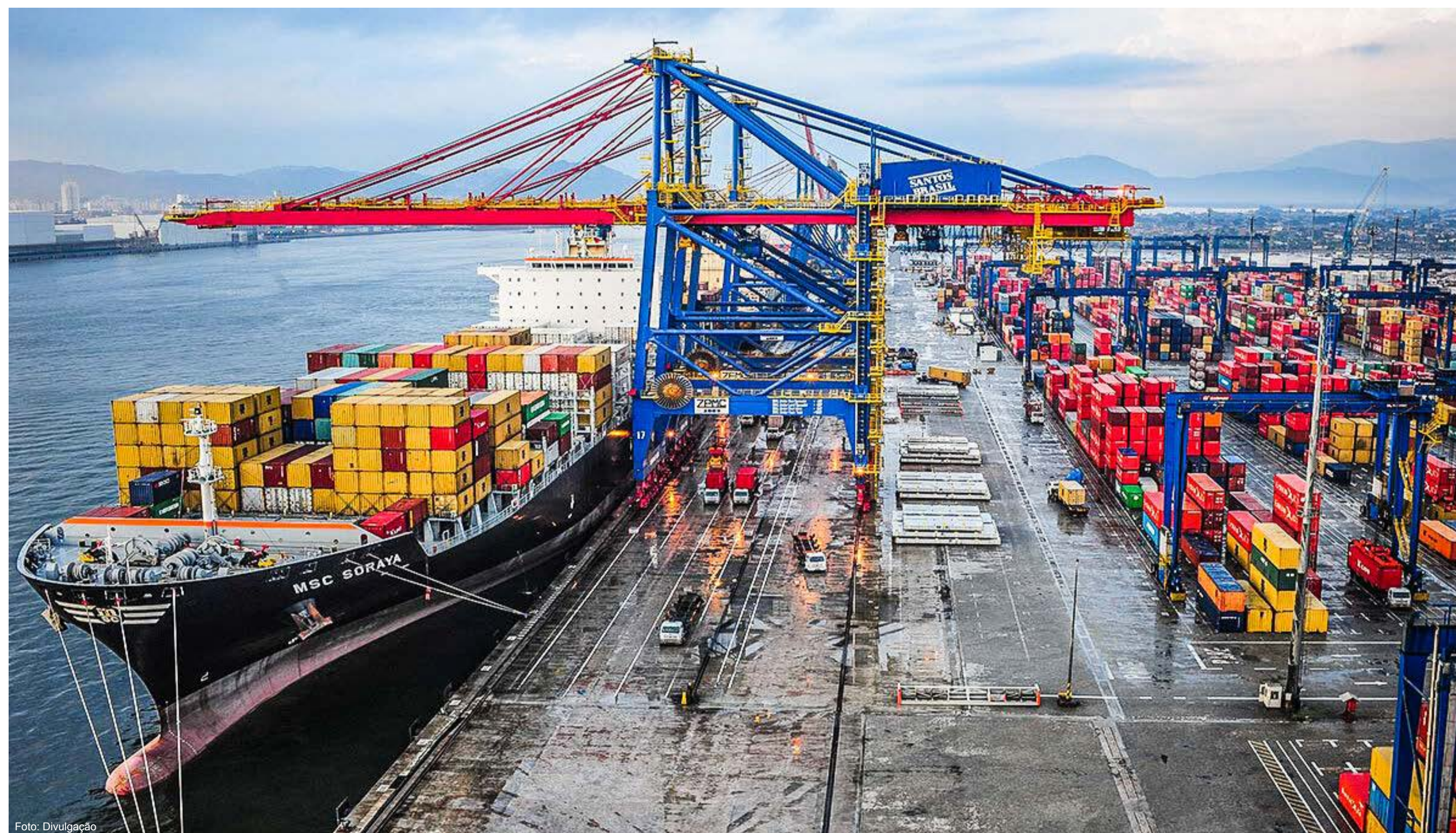


Foto: Divulgação

## DOF Subsea tem extensão de contrato no valor combinado de mais de US\$ 35 milhões



**A** DOF Subsea garantiu uma extensão de contrato com a Petrobras para sua embarcação de apoio ao mergulho de 106 metros (DSV) Skandi Achiever. O novo compromisso começou em continuação direta com o atual e será executado até fevereiro de 2024. Incluirá veículo operado remotamente (ROV) e serviços de mergulho.

Além do contrato recém-anunciado sobre o navio de pesquisa e pesquisa (RSV) Geoholm, a DOF anunciou que acaba de assinar outro contrato para realizar serviços de pesquisa pelo mesmo período. Os contratos têm um valor combinado de mais de US\$ 35 milhões para o período.

O CEO da DOF Subsea, Mons S. Aase, disse: “Estou muito feliz com os contratos concedidos garantindo a utilização de nosso pessoal no Brasil e um de nossos principais ativos no Grupo, o Skandi Achiever. A adjudicação do contrato também confirma nossa forte posição e histórico no Brasil e fortalece nosso longo relacionamento com a Petrobras.”

Para lembrar, a Petrobras concedeu à DOF Subsea um contrato firme de três anos com uma opção de extensão de dois anos para o Skandi Achiever em abril de 2018. A embarcação construída em 2007, com design AKER DSV 06, possui motores principais de 4 x 1665 kW e 2 x 1980 kW, um hangar de ROV de 137 m² e sistema de mergulho saturado para 18 homens. Pode acomodar até 100 pessoas.



Foto: Divulgação

## Com receita líquida de US\$ 1,2 bilhões, PRIO atinge novo recorde em 2022



A PRIO, maior empresa independente de óleo e gás do Brasil e especialista em recuperação de campos maduros, encerrou 2022 com receita líquida recorde de US\$ 1,2 bilhões, aumento de 54% na comparação com o ano anterior, e EBITDA ajustado também recorde de US\$ 900 milhões, alta de 73%. O lucro líquido (ex-IFRS 16) do ano atingiu US\$ 711 milhões, um aumento de 193% versus o registrado em 2021, impulsionado pela maior quantidade de produção, vendas e preço do Brent.

Contribuíram significativamente para o aumento de receita da companhia o fato da produção ter atingido a média de 40,4 kbpd ao longo do ano, sendo 47,6 kbpd no último trimestre, 47,4% e 28% maiores em comparação a 2021, respectivamente; e, a redução de 18% no lifting cost em comparação com o ano anterior, batendo, mais uma vez, o menor patamar já registrado.

No último trimestre de 2022, a PRIO vendeu 2,3 milhões de barris, totalizando 12,3 milhões de barris comercializados no ano, com preço médio bruto de venda de US\$ 100,12, 35% acima do registrado em 2021. No total, a companhia produziu 14,8 milhões de barris. No âmbito dos novos negócios, a PRIO concluiu a aquisição de Albacora Leste no primeiro trimestre de 2023, agregando uma produção de cerca de 30 mil barris de óleo por dia e mais de 240 milhões de barris de reserva provada, levando a companhia a um novo patamar. Ao todo, a empresa aumentou sua produção (considerando já a participação em Albacora Leste) em mais de 2 vezes entre os primeiros meses de 2022 e os primeiros meses de 2023.

“Ainda em 2022, adquirimos os 40% restantes do campo de Itaipu e a Hunter Queen, uma sonda semissubmersível de sexta geração, que vai nos trazer flexibilidade e um ainda maior controle de custos nas futuras campanhas de perfuração”, complementa Milton Rangel, CFO da PRIO.

Para financiar todas estas iniciativas, além da forte geração de caixa, a PRIO realizou uma emissão de aproximadamente US\$ 400 milhões em debêntures locais (emissão original em Reais, com swap de moeda), em condições melhores do que eram encontradas no mercado internacional na época e em um movimento inédito no setor no país. Assim, alonga-se o perfil de dívida da PRIO a custos competitivos, uma meta que continua para o futuro.

### Meio Ambiente

Em 2022, a PRIO deu um importante passo em sua jornada de sustentabilidade e iniciou uma estruturação em prol da agenda ESG. Com total envolvimento da alta liderança, a PRIO realizou um diagnóstico das suas práticas ESG e um estudo de percepção com diferentes stakeholders que levaram a um profundo entendimento do momento ESG atual da companhia, do posicionamento de seus

pares, tendências, riscos e oportunidades de mercado.

A empresa também definiu uma matriz de materialidade, de acordo com frameworks reconhecidos, como o GRI e SASB, e passou por uma avaliação de maturidade nesses temas materiais, o que permitiu a definição de um plano de ação para continuar no aprimoramento contínuo da sua jornada ESG. Algumas das ações desse plano já foram executadas, como o inventário de emissões de carbono elaborado em 2022, um programa de treinamentos em temas ESG no setor de atuação da PRIO dirigido a todos os níveis da organização e a produção de seu primeiro Relatório de Sustentabilidade.

“Respeitando a sociedade e o meio ambiente, demos início a um robusto trabalho de mensuração e certificação das nossas emissões de CO<sub>2</sub>, que apresentaram redução de 31,4 kgCO<sub>2</sub>/bbl em 2021 para 26,8 kgCO<sub>2</sub>/bbl em 2022, um decréscimo de aproximadamente 15%. Junto a esse trabalho, esperamos divulgar em breve o nosso primeiro Relatório de Sustentabilidade, apresentando ainda mais informações sobre emissões, uso de água, tratamento de resíduos e apresentando nossos projetos focados em meio ambiente e biodiversidade”, finaliza.

### Projetos Incentivados

A PRIO procura transformar a sociedade por meio do incentivo ao esporte, à cultura e à preservação do meio ambiente. A empresa acredita que tão importante quanto olhar para dentro, é olhar para fora e devolver à sociedade. Em 2022, as iniciativas apoiadas por meio de lei de incentivo fiscal tiveram escopos maiores e mais abrangentes. Um grande exemplo, foi o Reação Offshore, uma iniciativa voltada para a formação técnica criada pelos Institutos Reação e Todos na Luta, que capacitou 240 pessoas para o trabalho na indústria offshore. Desses, 80 foram contratados pela PRIO após a conclusão do curso.

## *petróleo e gás (continuação)*

Além disso, a empresa também apoiou a Orquestra Sinfônica Brasileira, o Teatro Casa Grande, a Casa de Cultura Laura Alvim, o Favela Brass, a Orquestra Neojibá, além de diversas iniciativas socioambientais junto às comunidades da Bacia de Campos.

### **Próximos passos**

O ano de 2023 já começou com novidades, concluímos a aquisição de Albacora Leste e assumimos a operação do campo, agregando uma produção de cerca de 30 mil barris de óleo por dia e mais de 240 milhões de barris de reserva provada, levando a PRIO a um novo patamar. Com o sucesso da primeira fase da campanha de revitalização de Frade, a PRIO adiantou a segunda fase e tem trabalhado para entregar mais dois poços produtores e um poço injetor ainda no primeiro trimestre de 2023. Após a finalização dessa segunda fase, a companhia avaliará uma terceira fase. Já em Wahoo, o subsea tieback dessa unidade com Frade, deve ser iniciado no meio do ano, e a expectativa para o primeiro óleo é 2024.

### **Sobre a PRIO**

A PRIO ([www.prio3.com.br](http://www.prio3.com.br)) é a maior empresa independente de óleo e gás do Brasil, pioneira na recuperação e aumento da vida útil de campos em produção. Criada em 2015 e com seus ativos localizados na Bacia de Campos, a companhia tem foco na excelência e na busca por eficiência operacional, priorizando a segurança das operações e o zelo com a preservação do meio ambiente.

Carioca, a PRIO tem um propósito que supera o O&G, a empresa extrai o melhor da sua energia para transformar o mundo em um lugar mais eficiente. Além disso, busca transformar a sociedade por meio do incentivo ao esporte, à cultura e à preservação do meio ambiente. A companhia acabou de lançar um portal que recebe propostas de quem busca por apoio às suas iniciativas [https://investidor.bussolas-ocial.com.br/prio/editais/portaldeprojetos\\_prio](https://investidor.bussolas-ocial.com.br/prio/editais/portaldeprojetos_prio).



Foto: Divulgação

## OMNI Táxi Aéreo fecha contrato com a Saipem

A Omni Táxi Aéreo acaba de fechar contrato com a italiana Saipem para o transporte de passageiros offshore para o campo de Búzios V, no Subsea Development Project, na Bacia de Santos.

As operações deverão ter início em março de 2023, com uma aeronave modelo AW139 dedicada à SAIPEM e operando a partir da base de Jacarepaguá. De acordo com o Diretor Comercial da Omni Táxi Aéreo, Renato Clark, o contrato com a SAIPEM “é

resultado do trabalho integrado e coordenado entre diversos departamentos da OMNI, de modo prover o cliente com uma solução customizada às suas necessidades e sempre buscando a melhor relação custo-benefício”.



Foto: Divulgação

# NTS é autorizada a pré-operar o Gasig

*Obra significa a retomada dos grandes projetos de gasodutos no Brasil, contribuindo com a segurança energética do eixo Sudeste-Sul.*



Foto: Divulgação

A Nova Transportadora do Sudeste – NTS foi autorizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP a pré-operar o Gasig como forma da companhia capitalizar uma oportunidade de mercado, adquirindo o gás de empacotamento a um preço muito competitivo – 11% Brent (considerando a média Brent dos últimos três meses: novembro, dezembro e janeiro), reforçando assim o seu compromisso de garantir eficiência no dispêndio. Essa é a primeira grande obra de gasoduto no Brasil nos últimos 10 anos.

O projeto da empresa conecta a UPGN do pólo Gaslub, em Itaboraí, ao Gasoduto Gasduc III, em Guapimirim. A construção do duto de 11 km de extensão, realizada em cinco meses, viabilizará o escoamento da produção pela Rota 3

(produção da Bacia de Santos). O Gasig representa a retomada do crescimento do mercado de transporte de gás natural no estado do Rio, em linha com a abertura do mercado de gás.

O gasoduto tem capacidade de transportar até 18,2 milhões de m<sup>3</sup> por dia. “A NTS quer atender as necessidades reais dos carregadores, com expansões da malha e aumento de capacidade, reduzindo gargalos que possam surgir com a ampliação do atendimento a futuras demandas”, explica o CEO da empresa, Erick Portela.

De acordo com seu plano estratégico, a NTS prevê investir até R\$ 12 bilhões em novos projetos nos próximos oito anos. A maior parte desse valor, cuja execução depende de aprovações de órgãos governamentais e societários, terá por objetivo ampliar a capacidade de seus gasodutos de transporte e gerar flexibilidade

para suportar o escoamento do gás nacional, contribuindo para a segurança energética do país. A empresa quer concretizar o chamado “corredor do pré-sal” – 300 km de dutos — sobretudo loops (seção paralela a gasodutos existentes) — que permitirão aumentar em 24 milhões de m<sup>3</sup>/dia a oferta de gás para as regiões mais industrializadas do Brasil.

## Sobre a NTS

A NTS é uma empresa nacional, criada em 2017, com a missão de transportar gás natural de forma sustentável e segura. Com mais de 2000 km de malha e capacidade de entrega de 67 milhões de m<sup>3</sup>, responde por 50% de todo o gás natural transportado no Brasil, ligando os estados do Rio de Janeiro, Minas Gerais e São Paulo aos gasodutos da TAG e TBG, assim como a terminais de GNL e plantas de processamento de gás.



Foto: Divulgação

## FPSO Cidade de Itajaí comemora dez anos de operação



Foto: Divulgação

O FPSO Cidade de Itajaí (CDI) – primeira unidade de produção offshore da Altera&Ocyan – comemorou dez anos de operação. Construída no estaleiro Jurong, em Singapura, a unidade chegou ao Brasil em 29 de dezembro de 2012 e o início de sua produção ocorreu em 16 de fevereiro de 2013.

Em uma década de atividades, o ativo acumula mais de 19,4 milhões de m<sup>3</sup> de petróleo produzidos, o equivalente a cerca de 122,2 milhões de barris.

O número reforça o sucesso do FPSO CDI, que apresenta índices de segurança e performance significativos.

Até o fim da semana passada, o uptime operacional desde o primeiro óleo estava em 99,5%.



Foto: Divulgação

# Inteligência artificial é uma grande aliada na medição de gás

Por Matheus Freitas, diretor da Hirsa Sistemas de Automação Controle



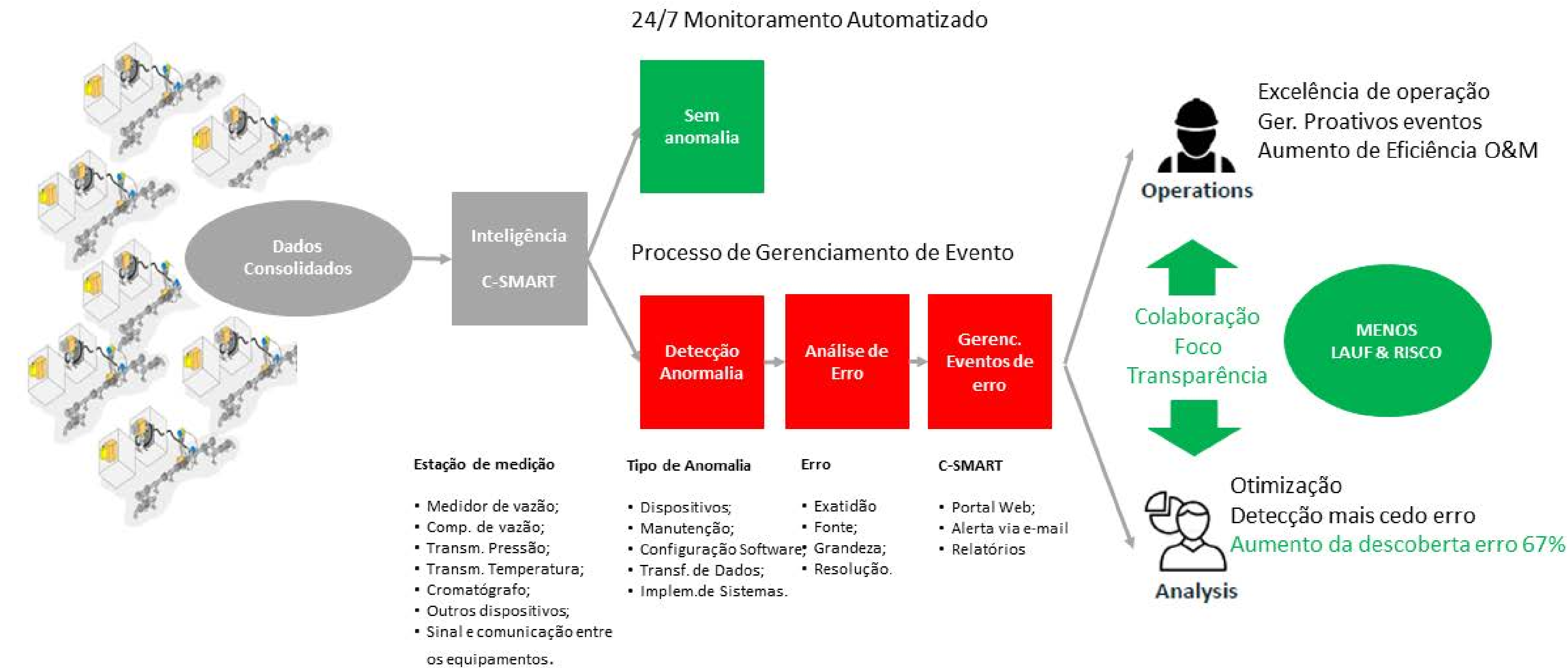
Foto: Divulgação

A digitalização é um processo crucial e irreversível para a indústria de óleo e gás em todas as suas operações – da exploração e produção ao refino, transporte e distribuição – por aliar as mais distintas tecnologias, como a inteligência artificial, o machine learning, a internet das coisas, entre outras. E ainda que com distintos níveis de velocidades/intensidades, a digitalização avança em todas as atividades, seja no upstream, como no midstream e downstream. Ferramenta-chave na busca por maior

produtividade, eficiência e segurança operacional, bem como maior previsibilidade em relação a falhas e erros, de forma a reduzir riscos e, consequentemente, custos, a digitalização está cada vez mais presente na medição.

O uso da inteligência artificial (AI) e do machine learning mostra-se cada vez mais importante nessa atividade, na qual a análise de dados de medições demanda extremo rigor estatístico e metrológico, para assegurar resultados confiáveis, redução de erros de medição e principalmente conformidade

## C-SMART – COMO FUNCIONA:



técnica, contratual e legal.

A digitalização na medição vem avançando a partir da incorporação de plataformas digitais e/ou softwares que, aliados a outras tecnologias, possibilitam tornar a gestão da medição mais segura, medições mais seguras e os serviços mais rápidos e eficientes.

Essa tem sido a estratégia da Hirsa, que há mais de 41 anos vêm fornecendo soluções em medição, estabelecendo parcerias estratégicas para inserir novas ferramentas tecnológicas que agreguem valor para os seus clientes.

Uma das tecnologias que reflete essa aposta da digitalização é o C-SMART Analytics, que integra a plataforma de serviços e soluções da HIRSA para medição de gás natural.

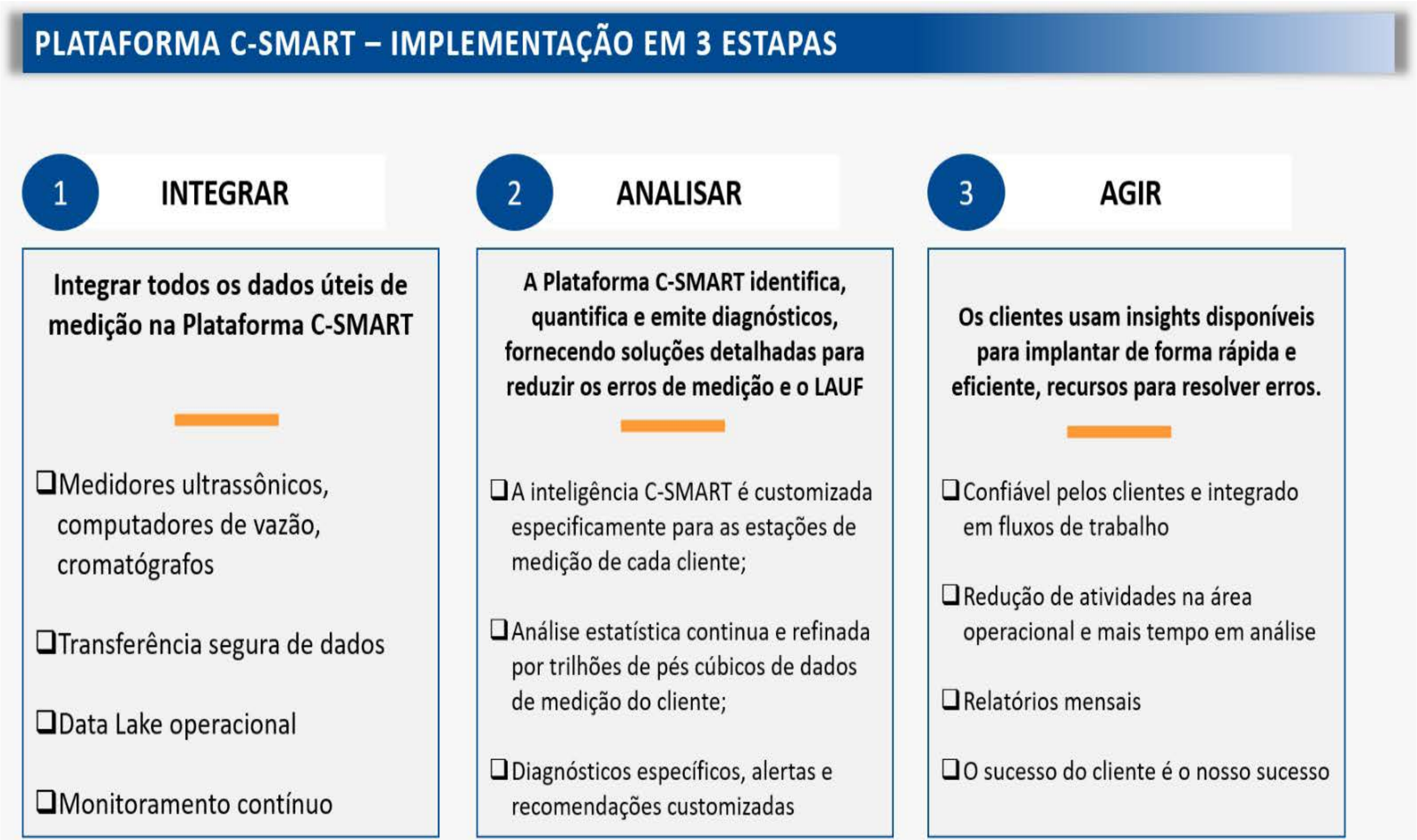
O C-SMART Analytics é um software seguro, em nuvem, que se comunica remotamente com os componentes do sistema de medição, monitorando em tempo real a medição de gás natural.

Além disso, a ferramenta pode identificar, analisar e quantificar através do seu algoritmo e de AI, erros que normalmente levariam semanas ou meses para resolver, incluindo falhas no transdutor ou na eletrônica do medidor ultrassônico, falha na válvula de controle, problemas de ruído, bloqueios no tubo do medidor, válvulas de isolamento com vazamento e problemas com amostragem do cromatógrafo de gás e eletrônica.

Os usuários são alertados instantaneamente

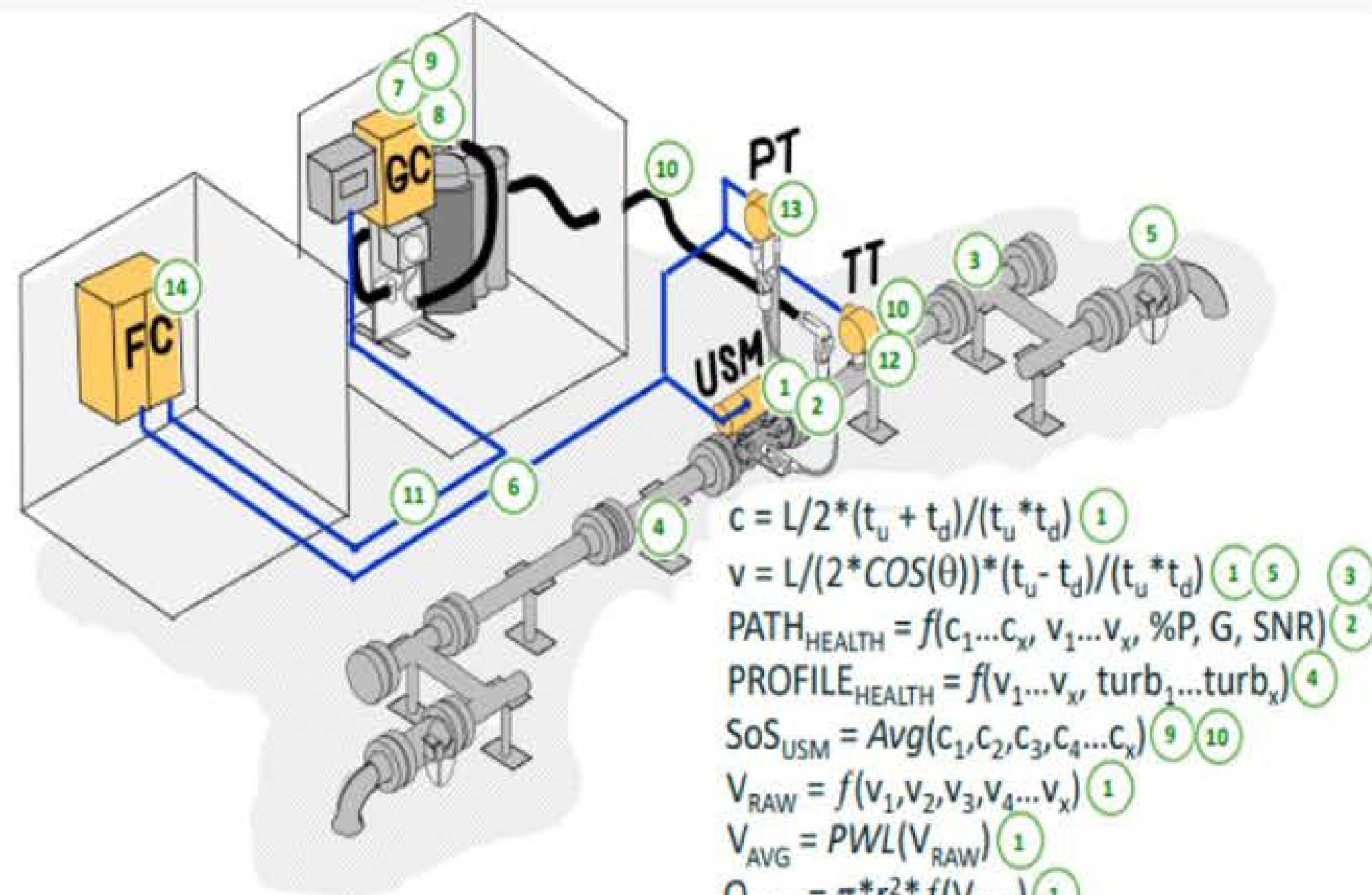
por e-mail quando um indicador importante é detectado ou quando erros excedem um limite especificado.

É ideal para os usuários de gás natural como transportadoras, usinas termelétricas, refinarias e instalações industriais, essa solução ajuda as operadoras a gerenciar seus riscos de medição ao mesmo tempo em que reduz seu custo operacional e a pegada de carbono.



São vários os eventos de erros detectados, tanto em dispositivos como na configuração de software, que demonstram a importância do uso dessa ferramenta digital na medição de gás natural:

## C-SMART – DETECÇÃO DE EVENTOS (Principais)



$$\begin{aligned}c &= L/2 * (t_u + t_d) / (t_u * t_d) \quad (1) \\v &= L / (2 * \cos(\theta)) * (t_u - t_d) / (t_u * t_d) \quad (1) \quad (5) \quad (3) \\PATH_{HEALTH} &= f(c_1 \dots c_x, v_1 \dots v_x, \%P, G, SNR) \quad (2) \\PROFILE_{HEALTH} &= f(v_1 \dots v_x, turb_1 \dots turb_x) \quad (4) \\SoS_{USM} &= Avg(c_1, c_2, c_3, c_4 \dots c_x) \quad (9) \quad (10) \\V_{RAW} &= f(v_1, v_2, v_3, v_4 \dots v_x) \quad (1) \\V_{AVG} &= PWL(V_{RAW}) \quad (1) \\Q_{USM} &= \pi * r^2 * f(V_{AVG}) \quad (1) \\f &= Q_{USM} / k \quad (6)\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}Q_{UNC} &= f * k \quad (6) \\Z_{LINE} / Z_{BASE} &= AGA8(PT, CO_2, N_2, C_1, C_2, C_3, IC_4, NC_4, \dots) \quad (14) \\H_v &= GPA2172(CO_2, N_2, C_1, C_2, C_3, IC_4, NC_4, \dots) \quad (14) \\Q_{STD} &= AGA7(Q_{UNC}, P, P_{ATM}, P_{BASE}, T_{BASE}, T, Z_{LINE} / Z_{BASE}) \quad (14) \\Q_E &= Q_{STD} * H_v \quad (14) \\SOS_{AGA10} &= AGA10(PT, CO_2, N_2, C_1, C_2, C_3, IC_4, NC_4, \dots) \quad (9) \quad (10)\end{aligned}$$

1. Verifica a configuração e os cálculos do medidor ultrassônico;
2. Identifica falhas nos transdutores e eletrônica do medidor ultrassônico;
3. Identifica problemas de ruídos em válvulas de controle e medidores ultrassônicos;
4. Identifica contaminação, líquidos, bloqueios, detritos e problemas de instalação;
5. Identifica vazamento em válvulas de bloqueio e refluxos;
6. Verifica a comunicação entre os medidores ultrassônicos e o computador de vazão;
7. Verifica se o cromatógrafo está em stand-by;
8. Identifica problemas de calibração do cromatógrafo;
9. Identifica problemas eletrônicos no cromatógrafo;
10. Identifica problemas de amostragem do cromatógrafo;
11. Verifica a comunicação entre o cromatógrafo e o computador de vazão;
12. Verifica o transmissor de pressão;
13. Verifica o transmissor de temperatura;
14. Verifica os cálculos do computador de vazão

A digitalização é uma realidade incontroversa no mundo e no mercado de O&G e com isso as empresas precisam estar aptas a fazer parte dessa revolução usando a tecnologia para agregar valor aos seus processos. Sendo assim, estamos sempre inovando e disponibilizando para o mercado brasileiro, o estado da arte em tecnologia de medição, provendo informações em tempo real para gestão estratégica de ativos e tomada de decisão, reduzindo os erros de medição e, conseqüentemente, os custos operacionais.





Congresso Internacional de Pintura e  
Revestimentos Anticorrosivos

**Nos dias 6, 7 e 8 de dezembro,  
no Hotel Prodigy Santos Dumont, no Rio de Janeiro,  
acontece o mais importante e renomado evento  
na área de pintura e revestimentos anticorrosivos.**



3 dias de intensa programação técnica

Mais de 15 palestras com profissionais renomados da área de proteção anticorrosiva

Ambiente perfeito para troca de experiência e networking com empresas e profissionais altamente gabaritados da área proteção anticorrosiva

5 cursos no dia que antecede a abertura do evento

Área de exposição com as mais importantes empresas do setor

**Não perca a oportunidade de participar do CIPRA 2022!**

#### PATROCINADORES

MASTER



DIAMANTE



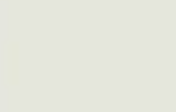
PLATINUM



OURO



PRATA



APÓIO INSTITUCIONAL



PARCEIROS DE MÍDIA



[cipra.com.br](http://cipra.com.br)

## Embarcação de apoio a dutos Subsea 7 permanece com a Petrobras

**A** Subsea 7 garantiu uma extensão de contrato com a Petrobras para uma de suas embarcações de apoio a oleodutos (PLSVs). O acordo prorroga o contrato vigente do Seven Cruzeiro de fevereiro até novembro deste ano.

Daniel Hiller, vice-presidente da Subsea 7 no Brasil, disse: “Esta extensão reflete nosso histórico de entrega de atividades PLSV bem-sucedidas no Brasil, alcançando altos padrões de segurança e um forte desempenho operacional.

Esperamos continuar nosso relacionamento de sucesso com a Petrobras.”

A Subsea 7 não revelou nenhuma outra informação sobre o negócio, mas disse que era um contrato “considerável”, o que significa que vale entre US\$ 50 milhões e US\$ 150 milhões. O Seven Cruzeiro possui um guindaste AHC de 100 t, um guindaste AHC de 25 t e dois veículos operados remotamente (ROVs). A embarcação de 146 metros de comprimento pode acomodar 120 pessoas e é capaz de operar em profundidades de até 3.000 metros.



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

# Petrobras bate recorde anual em captura, uso e armazenamento de CO2

*Companhia opera maior programa de reinjeção de CO2 do mundo, com 10,6 milhões de toneladas registrado em 2022.*



Foto: Divulgação

**A** Petrobras bateu recorde em captura, uso e armazenamento geológico de CO2 (o chamado Carbon Capture, Utilization and Storage – CCUS) em 2022, alcançando a marca de 10,6 milhões de toneladas reinjetadas (equivalente a 5,8 bilhões de m<sup>3</sup> de CO2).

Para efeito de comparação, essa parcela corresponde a 27% em volume do total de gás reinjetado em nossos campos do pré-sal – e a cerca de 25% do total de CO2 injetado pela indústria global no ano passado, de acordo com o Global CCS Institute. Com esse resultado, a empresa consolida sua liderança mundial em reinjeção de CO2, em linha com a estratégia de reduzir a intensidade das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) em suas operações.

Atualmente, as 21 plataformas que produzem no pré-sal da Bacia de Santos operadas pela Petrobras incorporam a tecnologia de CCUS associada à recuperação avançada de

petróleo (EOR – Enhanced Oil Recovery), com desempenho em evolução constante. Ao reinjetar o gás no reservatório, aumenta-se a eficiência da produção e reduz-se a intensidade de emissões de GEE, medida em emissões por barril produzido. Com isso, o objetivo é buscar uma operação com baixo custo e baixo carbono, garantindo a competitividade do projeto.

Esse recorde evidencia a capacidade técnica da Petrobras de superar o desafio de lidar com a alta presença de CO2 nos campos do pré-sal. Além de aplicar a tecnologia de reinjeção em águas ultraprofundas de forma pioneira, a empresa tornou-se líder no segmento. Ela opera hoje o maior projeto de CCUS do mundo, em termos de injeção anual, impulsionando sua estratégia de dupla resiliência, econômica e ambiental.

Esse pioneirismo foi reconhecido pela premiação da OTC (Offshore Technology Conference), em 2015, considerada o Oscar da indústria de petróleo e gás. No Brasil, o projeto de CCUS da Petrobras foi reconhecido pelo prêmio Firjan de Sustentabilidade em 2020, na categoria Mudança Climática e Eficiência Energética.

## **Chancela mundial**

Em escala global, a tecnologia de CCUS apresenta papel crucial para o futuro de baixo carbono, reconhecida por especialistas do mundo inteiro como solução imprescindível para o enfrentamento do aquecimento global. A Agência Internacional de Energia (AIE), por exemplo, em seu relatório “Net Zero by 2050 (IEA, 2021), destaca que o CCUS é um dos principais viabilizadores para se alcançar o chamado Net Zero (zero emissões líquidas de carbono) em 2050.

Além disso, segundo o Global CCS Institute, em seu último relatório Global Status of CCS 2022, essa tecnologia é uma das ferramentas

críticas que deve ser usada agora para enfrentar a crise climática, e que sem ela, será impossível alcançarmos as metas climáticas globais.

## **Novos desafios**

A experiência da Petrobras em CCUS-EOR contribui para a evolução tecnológica, redução de custos e demonstração da segurança da operação para aplicação na indústria de óleo e gás e em outros setores.

Diante da sinergia natural dessa atividade com a indústria de óleo e gás, a Petrobras está estudando oportunidades de desenvolvimento de um novo modelo de negócio para captura e armazenamento de CO2 oriundo de processos industriais, além do pré-sal.

O objetivo é contribuir para reduzir emissões não só da companhia, mas também de outras indústrias.

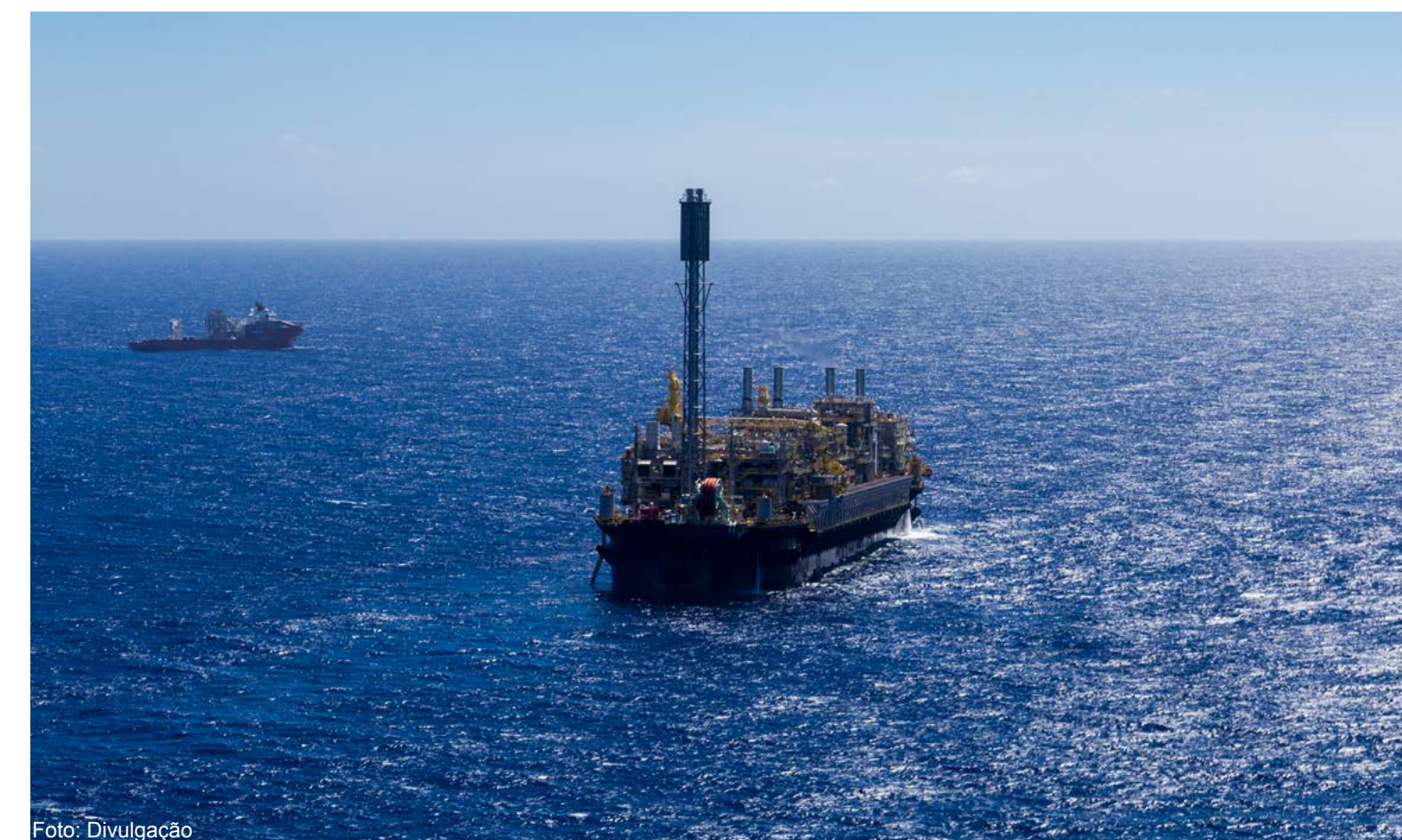


Foto: Divulgação

## Porto do Sudeste assina contrato com a PRIO

O Porto do Sudeste assinou neste mês de fevereiro, um contrato de três anos com a PRIO (antiga PetroRio) para prestação de serviço de transbordo de petróleo em seu terminal.

O porto se tornou um parceiro logístico da PRIO, motivo de

comemoração para todos, além de reforçar a vocação de terminal multicargas.

O acordo com mais esse parceiro estratégico amplia o portfólio de clientes e fortalece a posição como alternativa logística para esse tipo de operação.

O porto conta com uma infraestrutura moderna e profissionais especializados, que permite atuar com eficiência, segurança e respeito ao meio ambiente. A produção nacional de petróleo vem crescendo a cada ano, e o Porto Sudeste está preparado para atender a demanda, e contribuir com a logística do setor portuário do país.



Foto: Divulgação

# Aggreko inicia primeiro projeto de geração de energia elétrica via flare gás no Brasil

*Localizada em Linhares/ES, usina de 1.1MW possui capacidade para reduzir em até 40% as emissões diárias de CO2*



A Aggreko, líder global no fornecimento de serviços de energia, anuncia seu primeiro projeto de flare gas no Brasil, reforçando o compromisso em trazer inovações com alto desempenho, sustentabilidade e eficiência econômica para o país. A usina está situada no município de Linhares, no Espírito Santo.

A usina de 1.1MW foi desenvolvida com a finalidade de ajudar o cliente a diminuir as oscilações de energia da rede que atende a Estação Coletora de Petróleo e dar destinação comercial ao gás produzido no Campo de petróleo. A Aggreko ofertou a geração por meio de gás de poço, com toda a

expertise da empresa nesse tipo de tecnologia.

Um dos principais benefícios para o cliente é livrar-se das eventuais quedas de energia, garantindo continuidade operacional e maximização da produção de petróleo, além do aproveitamento de parte do gás também produzido no campo, tornando o campo praticamente autônomo em geração.

Michael Campos, Gerente de Desenvolvimento de Negócios de Petróleo e Gás no Brasil, manifestou seu entusiasmo sobre este grande projeto. “Estamos extremamente orgulhosos por entregar um projeto de natureza inédita da nossa operação no Brasil. O desenvolvimento da infraestrutura local gera benefícios tanto para as empresas que atendemos, quanto para a comunidade. Logo, esse trabalho significa boas notícias para o meio ambiente e economia”, afirma Campos.

O projeto está contratado para operar por 24 meses, fornecendo energia 24 horas por dia, 7 dias por semana, 365 dias por ano. O time de engenharia da Aggreko elaborou e entregou o projeto e irá fornecer treinamento aos técnicos do cliente para que possam operar a máquina com autonomia.

Com foco global na redução da queima, a Aggreko emergiu como líder global em soluções de flare gas para geração de energia.

Até o momento, a empresa entregou mais de 200 projetos em todo o mundo, como uma usina no Oriente Médio que está reaproveitando 40 milhões de pés cúbicos padrão de GAP (Gás Associado ao Petróleo) por dia, reduzindo a queima da operadora em um terço e economizando 840 toneladas de emissões de carbono diariamente. A Aggreko investiu mais de £ 200 milhões para aumentar o tamanho de sua frota de geração de gás

como parte de seu compromisso geral de alcançar Net Zero em suas próprias operações.

O objetivo é reduzir a quantidade de combustível diesel usado nas soluções dos clientes em 50%, fazendo a transição para gás e continuando a aproveitar o gás residual em energia. A empresa também está ampliando sua oferta de serviços, incluindo a expansão para soluções de dutos virtuais de GNV, GNL e GLP, com vários projetos já apoiados por esse investimento contínuo.



# Produção do Campo de Sapinhoá completa 10 anos

*Com um total de 665 milhões de barris já produzidos, ativo é hoje o terceiro maior campo produtor do país.*



**E**m janeiro de 2013, o Campo de Sapinhoá produziu seu primeiro óleo através da FPSO Cidade de São Paulo uma das primeiras unidades a operar no pré-sal brasileiro e a plataforma mais distante da costa, localizada a 320km, na Bacia de Santos.

Ao longo destes dez anos, o ativo alcançou grandes resultados com a produção total de 665 milhões de barris de óleo produzidos e a exportação de cerca de 11 bilhões de metros cúbicos de gás natural. Atualmente, Sapinhoá é o terceiro maior campo produtor do país, com o consórcio formado pela Repsol Sinopec (25%), em conjunto com a operadora Petrobras (45%) e com a Shell (30%).

Sua produção é de cerca de 170 mil barris de petróleo por dia, gerada através de 17 poços produtores conectados ao FPSO Cidade de São Paulo e FPSO Cidade de Ilhabela, situada na região norte do campo, onde está localizado o poço SPH-7D, que chegou a ser considerado o melhor poço do Brasil e um dos melhores do mundo, com produção de 42 mil barris de petróleo por dia.

Esta trajetória reforça a posição estratégica da Repsol Sinopec nas áreas de maior potencial do pré-sal brasileiro, gerando riqueza para o país e produzindo a energia necessária para o bem-estar da nossa sociedade.



Foto: Divulgação

## Petrobras e Ministério de Minas e Energia da Colômbia se reúnem para discutir parcerias na América do Sul

O presidente da Petrobras, Jean Paul Prates, se reuniu, com a Ministra de Minas e Energia da Colômbia, Irene Vélez Torres, durante a programação da CERAWeek em Houston, Texas (EUA). Jean Paul Prates comentou sobre os desafios que unem Brasil e Colômbia como países ricos em recursos renováveis e a responsabilidade de preservar a Floresta Amazônica, maior floresta tropical do mundo, que ocupa o território dos dois países.

O presidente da Petrobras destacou os projetos ambientais da Petrobras para proteção da floresta e reforçou a necessidade de congregar esforços da indústria de energia e de governos em prol da preservação ambiental. Ele citou a operação da Petrobras em Urucu, na Amazônia, como caso de sucesso no desenvolvimento de atividades do setor de óleo e gás e preservação do meio ambiente.

As duas autoridades também debateram as perspectivas de desenvolvimento da produção de gás natural no bloco Tayrona, na Colômbia, uma área prioritária que a Petrobras detém em parceria com a Ecopetrol. Recentemente, em julho de 2022, foi descoberta uma acumulação de gás natural no local por meio do poço Uchuva-1, perfurado em águas profundas, a 32Km da costa e a 76 Km da cidade de Santa Marta, em uma lâmina d'água de aproximadamente 830 metros. Estão previstas ainda a perfuração de mais poços nos próximos dois anos.

A descoberta aumenta as perspectivas de desenvolvimento de nova fronteira de exploração e produção na Colômbia e abre caminho para novas iniciativas para melhor aproveitamento das reservas de óleo e gás da região.



Foto: Divulgação

# **fornecedores:** **produtos/serviços**



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

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

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

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

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



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

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

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



**End.:** 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/>

Fomos 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.:** 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)

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



**End.:** 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>

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

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

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

[Clique aqui](#) e obtenha nossa apresentação completa em PDF.





## APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:

# Revista digital Oil & Gas Brasil

ANUNCIE CONOSCO!!!

Próxima edição: nº 39 - Abril  
Entrega de material: 05/04/23  
Circulação: 10/04/23