

Revista digital Oil & Gas Brasil

Ano 2024 . Edição 59. nº 059

- * Navio-sonda da Seadrill inicia trabalho de perfuração
- * Brava assina contrato de fornecimento de gás natural
- * SLB OneSubsea fecha contrato com a Petrobras
- * Omni Táxi Aéreo renova contrato com a TotalEnergies
- * PRIO conclui aquisição de 40% do Campo de Peregrino

Retrospectiva 2024 : Um ano de muita energia



Entrevista exclusiva



Alexandre Caldas,
CEO da TENTI

A etapa de testes deve ser exaustiva para alcançar o sucesso desejado na automação

Petrobras é contemplada com incentivo fiscal da Sudene no valor de R\$ 174 milhões



FPS S ^{3ª Edição}

Brasil - Epicentro Global de FPSOs Exposição e Conferência

13 - 15 de Maio de 2025



Conferência
9:00 às 18:00



Exposição
14:00 às 20:00

EXPO MAG
Rio de Janeiro



Mais Informações
www.fpsosexpor.com.br



PATROCÍNIO DIAMOND:

ambipar
response

PATROCÍNIO PLATINUM:

TECHOCEAN **AASJ**
SERVIÇOS INDUSTRIAIS

PATROCÍNIO SILVER:

SENSIA
Rockwell Automation + SLB

Revista digital
Oil & Gas Brasil

APOIO INSTITUCIONAL:

ibp
INSTITUTO
BRASILEIRO DE
PETRÓLEO E GAS

SINAVAL

ABIMAQ

EIC
ENERGY INDUSTRIES
COUNCIL

**CLUSTER
TECNOLÓGICO
NAVAL | RJ**

ABRAFATI
Associação Brasileira de
Fabricantes de Tanques

AMPP BRAZIL

Sumário

10 petróleo e gás

21 artigo I

25 entrevista exclusiva

33 petróleo e gás

Seções:

03 sumário

04 editorial

05 petróleo e gás

08 petróleo e gás

11 petróleo e gás

13 petróleo e gás

14 petróleo e gás

15 materia de capa

24 petróleo e gás

27 petróleo e gás

31 petróleo e gás

36 petróleo e gás

37 fornecedores

40 fornecedores

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

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

Editorial

O Futuro do Petróleo e Gás no Brasil e no Mundo...

Refletimos sobre os desafios e as oportunidades que marcam o setor de petróleo e gás, um dos pilares da economia global e, especialmente, do Brasil. A indústria energética continua a se reinventar, entrelaçando inovação, sustentabilidade e as complexas demandas de um mundo em transformação.

O ano de 2024 foi repleto de marcos significativos para o segmento. A transição energética, com o crescente movimento para fontes de energia renováveis, não deixa de impactar o mercado de petróleo e gás. No entanto, o petróleo ainda ocupa um papel central, não apenas na matriz energética global, mas também nas economias emergentes que, como o Brasil, possuem imensas reservas e uma infraestrutura robusta para sua exploração.

O Brasil, em particular, continua a ser um protagonista nesse cenário, com a Petrobras liderando o desenvolvimento de grandes campos de petróleo no pré-sal, que seguem como um dos maiores impulsionadores da produção nacional. A chegada de novos leilões e parcerias com empresas internacionais prometem expandir ainda mais as fronteiras da exploração e produção, enquanto os investimentos em tecnologias mais limpas e eficientes ganham força.

Contudo, a indústria também enfrenta desafios. A pressão por um futuro mais verde é cada vez mais latente, e a questão da sustentabilidade, tanto ambiental quanto econômica, exige respostas rápidas e eficazes.

Nesse contexto, a diversificação do portfólio de investimentos das grandes operadoras, incluindo projetos de captura de carbono, gás natural e até mesmo energias

renováveis, mostra-se um caminho essencial para se manter competitivo, sem perder de vista as necessidades climáticas do planeta. Além disso, a transição energética no setor de petróleo e gás também traz novos negócios e novas possibilidades.

A exploração de gás natural, considerado um "combustível de transição", ganha força à medida que o mundo busca uma alternativa menos poluente ao carvão e ao petróleo.

As soluções tecnológicas, como a digitalização e a inteligência artificial, também estão transformando a maneira como as operações são geridas, promovendo mais eficiência e segurança nas plataformas de exploração.

Portanto, refletimos sobre os contrastes e as possibilidades do setor. Com o Brasil como um player essencial, seguimos em um caminho de inovação, responsabilidade e adaptação às novas demandas globais. O ano de 2025 se aproxima com desafios, mas também com um vasto horizonte de oportunidades para o petróleo e gás, um setor fundamental que, sem dúvida, será protagonista na busca por um futuro energético mais equilibrado e sustentável.

Desejamos a todos os leitores um final de ano repleto de conquistas e novas perspectivas no setor, e que 2025 seja um ano de transformação positiva para a indústria de petróleo no Brasil e no mundo.



boa leitura! A editora

Parceria entre embarcações da Seagems recolhe linha fragilizada no Campo de Búzios e previne impactos ambientais

Ação teve como objetivo retirar de circulação equipamento que traria possíveis danos a unidades de extração e riscos para o meio ambiente.



Foto: Divulgação

A Seagems, empresa brasileira especializada em soluções de engenharia submarina, concluiu o recolhimento de um duto flexível utilizado na cadeia de petróleo no Campo de Búzios, na Bacia de Santos.

A operação, realizada de forma preventiva e a pedido da Petrobras, teve o objetivo de evitar eventuais impactos às unidades operadoras e ao ecossistema marinho, uma vez que as linhas nessa situação apresentam uma fragilização estrutural por influência de dióxido de carbono (CO₂) em sua estrutura.

Anteriormente o duto estava abandonado em solo marinho após ser desmobilizado contingencialmente em uma operação de pull-out e abandono. A Seagems foi escolhida para recolher e desmobilizar 3 linhas nessa abrangência, a mais desafiadora delas foi a primeira, que tinha flutuadores acoplados.

O nível elevado de CO₂ fez com que o duto tivesse um limite de carga muito inferior ao que foi planejado em projeto, o que impossibilitou um recolhimento de maneira tradicional por risco de rompimento, mesmo com a compensação de peso feita com os flutuadores instalados.

Com a participação de Topázio e Diamante, cada um executando o recolhimento a partir de uma das extremidades, o peso da linha foi dividido e monitorado de acordo com os limites projetados já considerando as limitações das linhas. “Essa operação envolve um cuidado técnico elevado, já que o desgaste das linhas reduz sua capacidade de resistência à carga.

A retirada foi solicitada para garantir a segurança operacional e prevenir eventuais danos ambientais. Por isso, nossas embarcações Topázio e Diamante atuaram simultaneamente para realizar a desmobilização com máxima eficiência e segurança,” afirma Lucas Watanabe, Vessel Operations Manager (VOM) da Seagems.

“Foi necessário criar um grupo de trabalho específico em parceria com o cliente e que envolveu diferentes fases de engenharia, com bastante interface com as equipes de bordo. A colaboração de todos foi fundamental para o sucesso dessa operação pioneira com alto nível de complexidade”, complementou Marcelo Silva, gerente de engenharia da Seagems.

A iniciativa amplia a cartela de serviços da Seagems e se dá no âmbito contratual atual da Seagems com a Petrobras, que identificou a atual necessidade devido à ocorrência do processo de corrosão conhecido como SCC-CO₂ (Stress Corrosion Cracking



Foto: Divulgação

petróleo e gás continuação

por Gás Carbônico), que reduz a durabilidade do material (que vai de 20 a 25 anos) para somente 5 anos. “A Seagems com seus PLSVs Diamante e Topázio fizeram o primeiro recolhimento de linha na abrangência SCC-CO2, em catenária dupla, aspecto desafiador que coloca em risco a integridade das linhas. É só o começo! Em 2025 temos a expectativa de recolhimento de 66 linhas nessa abrangência, apoiando à Petrobras nesse importante e desafiador projeto de contingência evitando possíveis impactos ambientais e à produção de óleo e gás.” conclui Watanabe.

As outras duas linhas envolvidas na atividade serão recolhidas nos próximos dias, sem a necessidade de manobra de catenária dupla.

Entenda o processo

A operação aconteceu no Campo de Búzios, situado na porção central da Bacia de Santos, a cerca de 180 km da costa do município do Rio de Janeiro, em uma lâmina d’água de aproximadamente 1.900 m de profundidade. A mobilização teve início em 10 de dezembro, quando os navios da Seagems chegaram ao local para iniciar os trabalhos, que foram concluídos no último dia (20/12).

Sobre a Seagems

Especializada em soluções práticas de engenharia submarina, a Seagems oferece respostas inovadoras às demandas offshore da indústria de energia. A empresa conta uma frota de seis navios PLSV e tem escritórios nas cidades do Rio de Janeiro, Rio das Ostras e Viena.

A Seagems é 100% brasileira, resultado de uma joint venture entre duas multinacionais de renome: Sapura Energy Behard e Paratus Energy Services Ltd. Atualmente a Seagems tem contratos de longo prazo assegurados para toda a frota a serviço da Petrobras.



Foto: Divulgação

FPS 3ª Edição

Brasil – Epicentro Global de FPSOs Exposição e Conferência

13 – 15 DE MAIO DE 2025



Conferência
9:00 ÀS 18:00



Exposição
14:00 ÀS 20:00



www.fpsosexpor.com.br



PATROCÍNIO DIAMOND:



PATROCÍNIO PLATINUM:



PATROCÍNIO SILVER:



APOIO INSTITUCIONAL:



Petrobras busca pela modernização da frota e fecha acordo para 12 novos PSVs

A Petrobras assinou contratos para a construção e afretamento de 12 embarcações de suprimento de plataforma (PSVs) e deve fechar contrato para mais seis.



Foto: Divulgação

A Petrobras disse que assinou contratos de R\$ 16,5 bilhões, ou aproximadamente US\$ 2,68 bilhões, para 12 embarcações, com R\$ 5,2 bilhões, ou cerca de US\$ 850 milhões, indo para investimentos em construção naval no Brasil. Acordos de construção e afretamento foram assinados com duas empresas brasileiras, Bram Offshore e Starnav Serviços Marítimos.

O anúncio foi feito durante reunião do Conselho de Desenvolvimento Econômico e Social Sustentável (CDESS), em 12 de dezembro de 2024. Segundo a presidente da Petrobras, Magda Chambriard, a modernização da frota de embarcações de apoio é uma das iniciativas do plano de negócios da empresa para o período 2025-2029.

“Essas novas unidades não só incorporarão a mais recente tecnologia, mas também representarão nosso compromisso com as melhores práticas sustentáveis e inovadoras.

São projetos que atendem aos mais altos padrões ambientais, sociais e de governança, essenciais para um futuro sustentável, além de gerar cerca de 11 mil empregos diretos e indiretos”, disse o presidente da Petrobras.

Cada empresa será responsável pelo afretamento de seis embarcações para a Petrobras, com contratos que prevêem um prazo de até quatro anos para mobilização e 12 anos de operação.

As embarcações serão construídas nos estaleiros da Bram e da Starnav em Navegantes e Itajaí, respectivamente. As embarcações de apoio terão um sistema de propulsão híbrido, combinando motores elétricos e baterias com geradores a diesel ou biodiesel.

Dizem que isso está em linha com o compromisso da gigante de energia de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE).

Além disso, espera-se que a Petrobras entregue outro contrato para seis PSVs híbridos grandes multifuncionais de 5.000 DWT com capacidade de recuperação de derramamento de óleo para a Compagnie Maritime Monegasque (CMM), que surgiu como vencedora de uma licitação relevante. A Kongsberg Maritime da Noruega está pronta para fornecer serviços de design e tecnologia de navios.

Christophe Vancauwenbergh, CEO da CMM, observou: “O design inovador do navio da Kongsberg Maritime é essencial para atingir nossa visão de operações offshore mais eficientes e sustentáveis. Sua expertise e presença brasileira foram essenciais para o sucesso desta licitação, e estamos otimistas sobre a confirmação final da licitação.”

De acordo com a Kongsberg Maritime, o UT7420 de 92 metros é a

última geração de sua linha de design UT. As embarcações são projetadas para serem atualizadas para combustível de etanol, permitindo uma redução nas emissões de carbono em até 70%.

Atle Gaasø, Diretor de Vendas Offshore da Kongsberg Maritime, disse: “Nossa presença de longa data no Brasil, com mais de 50 embarcações offshore construídas e uma equipe dedicada de mais de 200 funcionários engajados, nos permite entregar soluções personalizadas que atendem às necessidades específicas da Petrobras e da CMM. Além disso, nossa experiência e capacidades nos posicionam para efetivamente dar suporte ao Estaleiro Enseada na obtenção dos altos padrões exigidos para este projeto transformador.”

Junto com a modernização de sua frota de PSV, a Petrobras concluiu recentemente as atividades de ancoragem de seu novo navio flutuante de produção, armazenamento e descarga (FPSO), Almirante Tamandaré. O navio, que é considerado o maior do gênero na costa do Brasil até o momento, está pronto para trabalhar no campo de Búzios operado pela Petrobras, visando o primeiro óleo no início de 2025.



Foto: Divulgação

OceanPact assina contrato de R\$ 697 milhões com Petrobras para afretamento do navio Ilha do Mosqueiro

A OceanPact, empresa brasileira que desenvolve e implanta soluções nas áreas de meio ambiente, serviços submarinos e apoio logístico e engenharia, acaba de assinar contrato de R\$ 697 milhões com a Petrobras pelo período de quatro anos para o afretamento do navio Ilha do Mosqueiro, embarcação do tipo OTSV (Offshore Terminal Support Vessel).

O navio será empregado na manutenção de mangotes de descarga (offloading) em unidades do tipo FPSO (Floating Production Storage and Offloading) e FSO (Floating Storage & Offloading), contando com guinchos e guindastes de alta

capacidade, especialmente projetados para atender às exigências dessas operações.

Em abril deste ano, a OceanPact já havia anunciado novos contratos com a Petrobras para o afretamento dos navios OSRVs (Oil Spill Response Vessels) Fernando de Noronha, Jim O'Brien e Macaé, no valor total de R\$ 650 milhões para prontidão e atendimento a resposta a emergências em caso de incidentes ambientais. Também anunciou outro contrato com a Petrobras, no valor de R\$ 310 milhões, para o afretamento do navio Ilha de Santana, do tipo PSV (Platform Supply Vessel), que atende na

logística e em resposta a emergência. A OceanPact também possui contratos com outras operadoras com atuação na indústria de óleo e gás do País.

A OceanPact possui uma frota de 28 embarcações, composta por OSRVs (Oil Spill Response Vessels), RSVs (ROV Support Vessels), PSVs (Platform Supply Vessels), RVs (Research Vessels), MPSVs (Multi-Purpose Support Vessels) e AHTSs (Anchor Handling Tug Supply Vessels). A companhia também detém o maior inventário de equipamentos de combate a emergências offshore da América Latina.

13-15 DE MAIO
2025



FPSO ^{3ª Edição}

PROJECTS, TECHNOLOGIES
AND INVESTMENTS

BRASIL EPICENTRO GLOBAL DE FPSOs
Exposição e Conferência sobre plataformas flutuantes de produção

Conferência
9:00 ÀS 18:00

Exposição
14:00 ÀS 20:00

EXPO MAG - Rio de Janeiro

Petrobras contrata mais um navio-sonda para trabalhar em dois campos de petróleo

A Ventura Offshore Midco, uma subsidiária da Ventura Offshore, garantiu um contrato de longo prazo para navios-sonda com a Petrobras.



Foto: Divulgação

A Ventura Offshore Midco confirmou a concessão de um novo contrato com a Petrobras para a implantação de seu navio-sonda de águas ultraprofundas (UDW) DS Carolina nos campos de Sépia e Atapu, na bacia de Santos.

Guilherme Coelho, CEO da Ventura Offshore, comentou: “Estamos muito felizes em anunciar este novo contrato de longo prazo do DS Carolina para os campos de Sepia e Atapu.

Estamos ansiosos para entregar operações seguras e eficientes para nosso cliente e parceiro de longa data, a

Petrobras, e para manter nossos padrões líderes da indústria.”

Com um valor de aproximadamente \$ 363 milhões, o prazo do contrato firme de 910 dias inclui \$ 26 milhões para pagamentos de mobilização. Este acordo vem com uma opção de extensão por mais 305 dias, adicionando \$ 113 milhões ao valor do contrato se exercido. O DS Carolina é um navio-sonda DP de águas ultraprofundas de sexta geração.

Esta sonda é capaz de trabalhar em profundidades de água de até 10.000 pés e tem uma capacidade de profundidade de perfuração

de até 40.000 pés. Espera-se que o navio-sonda DS Carolina opere sob este contrato por cerca de 2,5 anos durante seu prazo firme, ou 3,5 anos, assumindo que a opção de extensão seja exercida.

A sonda embarcará neste trabalho após o término do contrato atual.

Espera-se que o navio-sonda, que atualmente está trabalhando para a Petrobras, continue a fazê-lo até o segundo trimestre de 2026, quando passará por trabalhos essenciais de preparação do contrato e inspeções de classe antes de iniciar as operações sob o novo contrato.

Enquanto o campo de Atapu é operado pela Petrobras (65,7%) em parceria com a Shell (16,7%), TotalEnergies (15%), Petrogal Brasil (1,7%) e Pré-Sal Petróleo (PPSA) (0,9%), o campo de Sépia é 55,3% detido pela Petrobras, com os parceiros TotalEnergies (16,9%), Petronas (12,7%), QatarEnergy (12,7%) e Petrogal Brasil (2,4%).

Nos próximos cinco anos, a estatal brasileira destinou a maior fatia de seu bolo de investimentos de US\$ 111 bilhões para petróleo e gás natural, enquanto o gasto total na área de transição energética deve chegar a US\$ 16,3 bilhões.

Os contratos de perfuração com a Seadrill e a Ventura Offshore seguem o acordo que a Petrobras fechou com a Constellation Oil Services para outro navio-sonda de águas ultraprofundas, que também realizará operações offshore no Brasil, inclusive em áreas remotas de exploração de fronteira, como a Margem Equatorial e a Bacia de Pelotas.

Navio-sonda da Seadrill inicia trabalho de perfuração de 1.095 dias no país

A Seadrill, empresa de perfuração offshore sediada em Bermudas, ganhou uma concessão para um de seus navios de perfuração, que trabalhará para a Petrobras.



Foto: Divulgação

A pós um processo de licitação competitivo, o contrato de 1.095 dias permitirá que o navio-sonda de águas ultraprofundas West Tellus realize uma campanha de perfuração nos campos de Sépia e Atapu.

A Seatrion está construindo duas unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência (FPSO) destinadas a serem implantadas em dois campos no pré-sal da Bacia de Santos.

O FPSO P-84 operará no campo de Atapu, que é operado pela Petrobras (65,7%) em parceria com a Shell (16,7%), TotalEnergies (15%), Petrogal Brasil (1,7%) e Pré-Sal Petróleo (PPSA) (0,9%).

Já o FPSO P-85, que vai operar no campo de Sépia, é de propriedade da Petrobras, com participação de 55,3%, tendo como sócias a TotalEnergies (16,9%), Petronas (12,7%), QatarEnergy (12,7%) e Petrogal Brasil (2,4%).



Foto: Divulgação

BRAVA Energia assina primeiro contrato de fornecimento de gás natural no mercado livre

Acordo firmado com a indústria de Cerâmica Serra Azul, de Sergipe, prevê o fornecimento de 77 mil m³/dia de gás natural a partir de janeiro.



Foto: Divulgação

A BRAVA Energia, resultado da combinação entre a 3R Petroleum e a Enauta, assinou contrato para fornecimento de gás com a indústria de Cerâmica Serra Azul, de Sergipe, pelos próximos três anos. Este é o primeiro contrato de fornecimento de gás natural firmado pela BRAVA no mercado livre.

O contrato tem valor estimado em R\$ 130 milhões e prevê o fornecimento de 77 mil m³/dia de gás natural. O gás será suprido a partir do portfólio da BRAVA, que conta com produções diversas no Recôncavo Baiano, Espírito Santo e Rio Grande do Norte, um diferencial competitivo para a estabilidade do fornecimento. O início do contrato será em janeiro de 2025.

A Cerâmica Serra Azul integra o portfólio de empresas Carmelo Fior, empresa do setor cerâmico fundada em 1989.

Instalada em Sergipe desde 2010, a empresa conta com jazidas próprias e maquinários de alta tecnologia e precisão.

“O acordo com a Cerâmica Serra Azul é o primeiro passo da BRAVA no mercado livre e nos abre um novo horizonte de negócios dentro da companhia. Além disso, demonstra o compromisso da BRAVA em contribuir com a indústria brasileira. Nosso objetivo é avançar no mercado de gás, de forma responsável e competitiva”, afirma o Diretor de Novos Negócios, Trading, Gás e Energia, Pedro Medeiros.

No último mês, a BRAVA assinou contrato de fornecimento de gás com a Copergás, de Pernambuco. Com este novo contrato com a Serra Azul, a empresa segue trabalhando firme no desenvolvimento de parcerias e soluções para a comercialização da sua produção, priorizando a diversificação de clientes e o incentivo à produção nacional.



Foto: Divulgação

Sobre a BRAVA Energia

A BRAVA Energia é uma das principais empresas independentes de petróleo e gás do país, com o portfólio mais diversificado e atuação mais abrangente, em diferentes elos da cadeia de valor do setor. A companhia possui produção em terra e mar, nos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo, Bahia, Rio Grande do Norte e Ceará.

Dentre os ativos de gás, destaca-se a participação majoritária no campo de Manati, produção e processamento no Pólo Potiguar, produção marítima em Peroá e Congoá na Bacia do Espírito Santo e produção terrestre na Bahia. Listada por meio do ticker BRAV3, a BRAVA Energia atua com foco na maximização dos resultados esperados de seus ativos para seus acionistas e a sociedade em geral, incluindo seu compromisso com a agenda ESG.



Foto: Divulgação

Petrobras é contemplada com incentivo fiscal da Sudene no valor de R\$ 174 milhões

Benefício é destinado a um empreendimento localizado em Pernambuco.



Foto: Divulgação

A Diretoria Colegiada da Sudene aprovou no último dia 20 de dezembro o pleito de incentivo fiscal solicitado pela Petrobras para a sua filial localizada em Ipojuca (PE).

O empreendimento está sendo contemplado com um incentivo que beneficia as pessoas jurídicas com instalações em operação na área de atuação da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste com o reinvestimento de 30% do imposto devido em projetos de modernização ou complementação de equipamento.

A empresa é responsável por 386 empregos diretos e 1.919 indiretos.

“Essa iniciativa se soma a outros projetos da Petrobras que fazem parte da nossa política de incentivos fiscais, como a modernização das unidades de Catu (BA), do Cabo de Santo Agostinho (PE) e de Fortaleza (CE), além a implantação dos projetos Sergipe Águas Profundas (SEAP I e SEAP II), que deve receber investimentos de R\$ 20 bilhões até 2029”, destacou o superintendente da Sudene, Danilo Cabral.

Na reunião também foi aprovado incentivo fiscal para um bloco de 11 aeroportos da Aena Desarrollo, responsável por investimentos na Região superiores a R\$ 304 milhões, além da geração de 87 wempregos diretos e indiretos. A operadora administra 17 aeroportos brasileiros, que são responsáveis por cerca de 20% do

tráfego aéreo nacional. Entre esses aeroportos, estão os de Recife (PE), Maceió (AL), Aracaju (SE), João Pessoa (PB), Juazeiro do Norte (CE) e Campina Grande (PB).

Ao todo, foram aprovados pela Diretoria Colegiada 32 pleitos de incentivos fiscais solicitados por empresas instaladas em sua área de atuação, dos quais 29 estão relacionados com a Redução de 75% do IRPJ e Adicionais não Restituíveis e três com o Reinvestimento de 30% do IRPJ.

Os incentivos contemplam os estados de Alagoas (3), Bahia (10), Ceará (08), Minas Gerais (3), Pernambuco (4), Piauí (1), Rio Grande do Norte (2) e Sergipe (1). As empresas que tiveram a solicitação atendida investiram R\$ 752,9 milhões, dos quais R\$ 174,7 milhões são de operações de reinvestimento (Petrobras), R\$ 439,4 milhões das operações de implantação e R\$ 138,8 milhões das operações de modernização.

Os empreendimentos são responsáveis pela manutenção de quase 12 mil empregos, dos quais 4.490 estão relacionados a novos postos de trabalho.

Segundo o coordenador-geral de Incentivos e Benefícios Fiscais e Financeiros, Silvio Carlos Amaral e Silva, a Sudene está com mais de 200 pleitos de incentivos fiscais em tramitação. “Vamos trabalhar intensamente para atendermos o máximo da demanda até o fim deste ano”, afirmou.

Na divisão por estado dos investimentos realizados pelas empresas incentivadas, Minas Gerais ficou com R\$ R\$ 321,2 milhões, vindo em seguida Pernambuco (R\$ 185 milhões), Bahia (R\$ 121 milhões), Ceará (R\$ 82 milhões), Sergipe (R\$ R\$ 22,1 milhões), Alagoas (R\$ 14,4 milhões), Rio Grande do Norte (R\$ 5,6 milhões) e Piauí (R\$ 1,5 milhão).

Eneva declara comercialização total de Futura com novo contrato com a SiCBRAS

Companhia fecha parceria de 15 anos com indústria baiana; energia virá de planta solar



Foto: Divulgação

O Complexo Solar Futura I, em Juazeiro, na Bahia, teve 100% de sua geração de energia elétrica comercializada, com o contrato firmado com a SiCBRAS, produtora de carvão de silício.

A parceria com a Eneva contempla duas usinas solares da SPE Futura 6, que somam 76 MW pico de potência instalada. O acordo tem período de 15 anos de vigência e vai permitir que a SiCBRAS caminhe em seu processo de descarbonização na produção de grãos de carvão de silício, reduzindo suas emissões de escopo 2 no Brasil em 100% na sua unidade fabril em Simões Filho, na Bahia.

“A parceria com a Eneva foi essencial na construção do futuro de nossas operações. Este contrato representa um marco significativo para nossa empresa, consolidando nossa estratégia de operar de maneira mais responsável e eficiente, tanto do ponto de vista ambiental quanto econômico”, destacou Fernando Granha, principal acionista da SiCBRAS e CEO do Grupo Granha Ligas.

“A energia renovável nos insere em uma atuação diferenciada no mercado livre de energia e viabiliza atender grandes clientes que buscam a adoção de uma fonte ambientalmente mais sustentável”, destacou o diretor de Marketing, Comercialização e Novos Negócios da Eneva, Marcelo Lopes.

O executivo afirma que após a conclusão comercial de Futura 1, a companhia passa a olhar novas oportunidades comerciais em renováveis. Entre elas está a própria expansão do Complexo Futura, com o adicional de mais 906 de MW pico.

Com o contrato da SiCBRAS, a Eneva declara soldout (comercialização total) dos 837 MW pico de potência instalada disponíveis no complexo Futura 1, com geração de receita aproximada de R\$ 4 bilhões para a geradora. Além da mineradora baiana, também são parceiras as empresas White Martins, Vallourec e Liasa.

O Complexo Solar Futura

O empreendimento de Futura foi adquirido pela Eneva em 2022, em uma iniciativa alinhada à visão estratégica de longo prazo da companhia, para diversificar seu portfólio e aumentar sua participação no mercado livre de energia.

O complexo solar conta com mais de 1,4 milhão de placas fotovoltaicas distribuídas em 1.600 hectares, o que equivale a mais de 1.500 campos de futebol. A entrada em operação comercial do projeto elevou em 8% a capacidade total de geração solar centralizada na matriz elétrica brasileira.

Sobre a Eneva

A Eneva é a maior operadora privada de gás natural do país, combustível fundamental para a segurança energética. Brasileira, a companhia atua na exploração, produção e no fornecimento de energia. Opera 15 campos de gás natural nas Bacias do Parnaíba (MA) e Amazonas (AM), totalizando uma área de concessão superior a 63 mil km², a maior do Brasil. Possui um parque de geração com 6,8 GW de capacidade contratada, incluindo termelétricas nos estados do Maranhão, Ceará, Sergipe, Roraima, Espírito Santo e o Complexo Solar Futura, na Bahia.



Retrospectiva 2024 - Um ano de muita energia

por Júlia Vaz



Foto: Divulgação

Com a produção de petróleo da União superando os 100 mil barris de petróleo equivalente por dia (boed), a Pré-Sal Petróleo (PPSA) se consolidou com a quinta a quinta maior produtora de petróleo no Brasil. Um grande salto em relação à 11ª posição ocupada por ela em abril, ao produzir 37,1 mil boed, quando passou a constar do ranking da produção de petróleo e gás natural por consorciado.

Lembrando que esses 100mil boed representa o volume de petróleo e gás natural apropriado à União conforme contratos de partilha da produção, não estando portanto contabilizado nos valores atribuídos aos demais consorciados. Os dados constam no Boletim Mensal dos Contratos de Partilha de Produção, da PPSA, divulgado em meados de dezembro.

A previsão é que a produção da União ultrapasse os 500 mil bpd até 2030, gerando ganhos para o país. Segundo a presidente interina da PPSA, Tabita Loureiro, a previsão é arrecadar mais de R\$ 500 bilhões com a comercialização das parcelas de petróleo e gás da União em 19 contratos de partilha e nos acordos de individualização da produção de Mero, Atapu e Tupi no próximo decênio.

Essa estimativa faz parte do estudo “Estimativa de produção dos contratos de partilha e de arrecadação para os cofres públicos no período 2025-2034”, apresentado no Fórum Técnico anual da PPSA. Tabita Loureiro pontuou que, considerando ainda os valores a serem pagos com royalties e tributos, a arrecadação total para os cofres públicos com estes contratos pode superar R\$ 1 trilhão.

Liderando as Exportações

O rápido avanço da empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) nesse ranking reflete a evolução da indústria de óleo e gás no Brasil, bem como o acerto da criação da PPSA, em novembro de 2013, quando a produção do pré-sal começou a acelerar.

A produção média de petróleo no Brasil este ano é de 4,3 milhões de boed, segundo boletim da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O pré-sal responde por 78,4% da produção total de óleo e gás no país, totalizando 3,346 milhões de boed em outubro.

O setor de petróleo e gás representa mais de 15% do PIB industrial do Brasil, sustentando 1,6 milhão de empregos diretos e indiretos, sendo responsável por 45% da oferta interna de energia. A indústria responde ainda por um volume expressivo das exportações, podendo fechar o ano como principal produto das exportações brasileira.

O Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) estima que até o final do ano, o petróleo deve somar US\$ 47 bilhões em exportações, uma vez que até novembro as vendas externas da commodities somavam US\$ 42,8 bilhões, à frente da soja e do minério de ferro.

Se a estimativa do IBP for confirmada, será a primeira vez que o petróleo vai liderar as exportações da série histórica iniciada em 1997, quando o Brasil era dependente das importações de petróleo. Contudo, desde 2016 o saldo líquido desse setor na balança comercial tem sido positivo.



Foto: Divulgação

matéria de capa (continuação)

“2024 foi um ano desafiador, mas marcante para o setor de petróleo, que se consolidou como o principal produto de exportação do Brasil, gerando cerca de US\$ 50 bilhões.

Nosso trabalho em Brasília foi essencial, especialmente na reforma tributária, enquanto nos preparamos para temas estratégicos como descarbonização e a COP-30 em 2025”, afirmou o presidente do IBP, Roberto Ardenguy.

O IBP projeta que a produção de petróleo chegue a 3,6 milhões de barris por dia (bpd) em 2025, um crescimento de 10% em relação aos atuais 3,26 milhões produzidos em outubro. “Esse aumento de produção decorre da maturação de investimentos no pré-sal, a entrada em operação de novos FPSOs (unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência, da sigla em inglês) do pré-sal”, observa Ardenguy. O crescimento das atividades de exploração e produção deve criar uma média anual de 400 mil empregos até 2031.

De acordo com o IBP, o Brasil hoje é o oitavo maior produtor de petróleo do mundo e o primeiro da América Latina, o segundo produtor mundial de biocombustíveis e oitavo mercado consumidor do mundo. Estima-se que o setor de óleo e gás deve arrecadar mais de US\$ 600 bilhões para União, Estados e municípios até 2031, através de royalties, impostos, participações especiais e comercialização do óleo da União.

Indústria Consolidada

A indústria brasileira se consolidou nesses 25 anos de flexibilização do setor, tendo hoje cerca de 80 empresas, nacionais e estrangeiras, públicas e privadas atuando na exploração e produção de hidrocarbonetos no país, aumentando a competitividade e a atração de novos investimentos.

Temos uma sólida cadeia produtiva de óleo e gás, que inclui a indústria naval e offshore, a rede de fornecedores de bens e serviços e instituições financeiras públicas e privadas que dão suporte aos novos projetos.

Fatos que reafirmam a importância e o impacto econômico da indústria de óleo e gás no Brasil, além de mostrar o potencial de crescimento e desenvolvimento futuro.

No final de dezembro, foi sancionada a Lei nº 15.075/2024, que dispõe sobre a possibilidade de transferência de excedentes de conteúdo local entre contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural vigentes, para fins do disposto no art. 2º, caput, inciso X, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Além disso, a nova legislação permitirá que possa ser solicitada a prorrogação dos prazos dos Contratos de Partilha de Produção nas condições que demonstrem vantagem para a União. Mais um passo importante para a indústria de óleo e gás.

Petrobras: Visão de Futuro

Em 2024 a Petrobras alcançou vários marcos importantes, que estão refletidos no Plano de Negócios 2025-2029, com investimentos de US\$ 111 bilhões e Plano Estratégico 2050 (PE 2050), no qual a companhia mostra sua visão de futuro, como participe do processo de descarbonização e transição energética.

Cerca de três semanas depois do anúncio do PN, a companhia assinou contratos no valor de R\$ 16,5 bilhões para construção e afretamento de 12 embarcações do tipo Platform Supply Vessel (PSV). Do valor total dos contratos firmados com as empresas Bram Offshore e Starnav Serviços Marítimos, R\$ 5,2 bilhões são destinados para investimentos em construção naval no Brasil.

Essas embarcações serão fundamentais para as operações de logística de Exploração e Produção da companhia até 2028.



Foto: Divulgação

A assinatura foi feita durante a Reunião Plenária do Conselho de Desenvolvimento Econômico Social Sustentável (CDESS), em Brasília, diante da presença de Sérgio Bacci (presidente da Transpetro); Deyvid Bacelar (coordenador geral da FUP); Geraldo Alckmin (vice-presidente da República); Magda Chambriard (presidente da Petrobras); Ugo Alvarenga Fernandez y Fernandez (diretor executivo da Bram Offshore); Carlos Eduardo Pereira (presidente da Starnav); e Claudio Schlosser (diretor executivo de Logística, Comercialização e Mercados da Petrobras).

“Essas novas unidades não só irão incorporar o que há de mais moderno em tecnologia, como também representam nosso engajamento com melhores práticas sustentáveis e inovadoras. São projetos que atendem aos mais elevados padrões ambientais, sociais e de governança, essenciais para um futuro sustentável, além de gerar cerca de 11 mil empregos diretos e indiretos”, afirmou a presidente da Petrobras, lembrando que a modernização da frota de embarcações de apoio é uma das iniciativas do Plano de Negócios 2025-2029.

matéria de capa (continuação)

Quatro dias depois, a estatal anunciou mais um passo importante em sua estratégia de exploração da margem equatorial brasileira, que vem sendo freada pelo Ibama, o qual tem dificultado a liberação de licenças ambientais.

A Petrobras anunciou ter sido aceita no programa de Early Adopters (primeiros usuários) da missão NISAR (Nasa-ISRO Synthetic Aperture Radar), um projeto conjunto da agência espacial americana e a Organização Indiana de Pesquisa Espacial para desenvolvimento e lançamento, este ano, de um sistema inédito de coleta de imagens SAR (Radar de Abertura Sintética), por satélite, de observação da Terra.

As imagens serão utilizadas pela Petrobras no projeto Observatório Geoquímico Ambiental da Margem Equatorial Brasileira (ObMEQ), com início previsto para o próximo ano, para monitorar o ambiente marinho e costeiro da Margem Equatorial, no trecho Amapá-Pará-Maranhão e atualizar o mapeamento desse litoral. O ObMEQ é um dos 13 projetos de sustentabilidade e meio ambiente do Centro de Pesquisas, Desenvolvimento e Inovação da Petrobras (Cenpes) para a Margem Equatorial, os quais são desenvolvidos em rede por diversas instituições, com envolvimento de universidades e outros grupos da região, como é usual nas parcerias de pesquisa da Petrobras.

“Há interesses científicos convergentes entre as iniciativas NISAR e ObMEQ, razão pela qual foi estabelecida uma cooperação formal do Cenpes com a missão espacial, com o objetivo de conectar os membros da equipe brasileira com especialistas Nisar, que possam assessorar no plano de observação para o ObMEQ, e se beneficiar da troca de informações de campo na costa da Margem Equatorial e regiões oceânicas adjacentes”, explica Renata Baruzzi, diretora de engenharia Tecnologia e Inovação da Petrobras.

Magda Chambriard, que em maio substituiu Jean Paul Prates na presidência da estatal, encerrou ainda o ano ampliando a

participação das mulheres em posição de liderança, ao dar posse à nova presidente da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG), Angélica Laureano.



Foto: Divulgação

Além da entrada em operação de novas unidades e o anúncio da licitação ou contratação de outros FPSOs, navios sondas e outras unidades, outros fatos relevantes marcaram o ano 2024, no qual a Petrobras bateu recordes de produção e de refino. A estatal anunciou a construção de sua primeira planta para produção de hidrogênio renovável, com investimento de R\$ 90 milhões e previsão de operação em 2026.

Também rescindiu contrato para a cessão da totalidade de sua participação nos campos de Uruguá e Tambaú, em águas profundas no pós-sal da bacia de Santos. A decisão se deu em função da não conclusão da aquisição do FPSO Cidade de Santos pela Enauta Energia S.A. (conforme decisão comunicada por aquela companhia em 01/07/2024), após notificação à Brava Energia S.A. (controladora da Enauta Energia S.A.) sobre a sua decisão, suportada por previsão contratual, de rescindir.



Foto: Divulgação

matéria de capa (continuação)

A petroleira brasileira anunciou ainda a maior descoberta de gás da história da Colômbia, realizada por meio da Petrobras International Braspetro B.V. – Sucursal Colômbia (PIB-COL), em parceria com a Ecopetrol. A descoberta foi confirmada pelo poço Sirius-2., que começou a ser perfurado em 19 de junho de 2024. Com a avaliação dos resultados do poço Sirius-2, foram confirmados volumes de gás no local superiores a 6 trilhões de pés cúbicos (Tcf) in place (VGIP). Essa constatação pode aumentar em 200% as reservas atuais da Colômbia.

A Petrobras também iniciou a operação da Unidade de abatimento de emissões atmosféricas (SNOX) da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), em Ipojuca (PE), que permitirá à unidade aumentar o processamento atual em 27 mil barris por dia (bpd), respeitando o limite de emissões atmosféricas definido pelo órgão ambiental local, passando de 88 mil bpd para 115 mil bpd. A SNOX é a primeira unidade de abatimento de emissões do refino brasileiro e das Américas com a capacidade de transformar óxido de enxofre (SOx) e óxido de nitrogênio (NOx) em ácido sulfúrico.

Em setembro, a Petrobras inaugurou o Complexo de Energias Boaventura, localizado em Itaboraí, que tem a maior unidade de processamento de gás natural (UPGN) do país e pelo gasoduto Rota 3, que transportará gás do pré-sal da bacia de Santos. Quando estiver em pleno funcionamento, o complexo (o antigo Comperj, depois renomeado de GasLub) vai viabilizar o escoamento de até 18 milhões de m³/dia, pelo Projeto Integrado Rota 3; e o processamento, pela UPGN, de até 21 milhões de m³/dia de gás natural.

Um ano positivo para a empresa que em maio recebeu o quinto OTC Distinguished Achievement Award, a maior distinção da indústria offshore mundial, reconhecendo a contribuição do Programa de Renovação da Bacia de Campos para a indústria mundial, com destaque para a

revitalização do campo de Marlim, que impulsionou o desenvolvimento de um conjunto de tecnologias pioneiras para campos maduros em águas profundas. Esse avanço permitiu, em Marlim, a redução de 55% das emissões de gases de efeito estufa do escopo 1 (resultantes das operações da própria companhia).

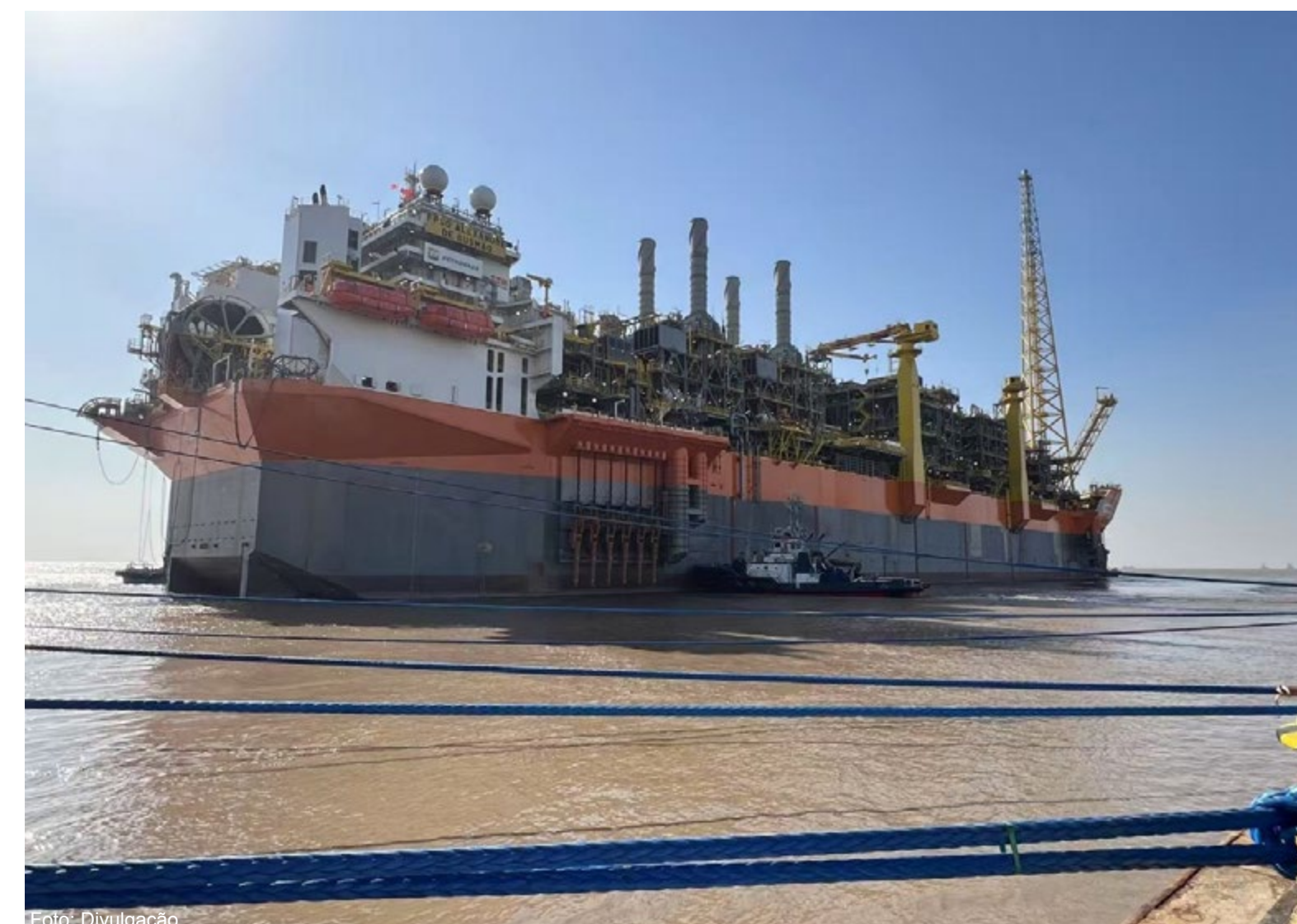
Estrangeiras avançam em seus projetos

Várias realizações importantes marcaram o ano das principais majors que atuam no país, várias delas em parceria com a Petrobras. A Shell, Repsol Sinopec e ExxonMobil encerraram o ano com mais um prêmio ANP de Inovação Tecnológica, na nova categoria de projetos na área de "Adoção Tecnológica", com o FLOCO™, que utiliza inteligência artificial para gerar milhares de alternativas de projetos exploratórios offshore.

Intitulado i-Concept JIP: Uma aplicação de Engenharia Metaheurística de Sistemas Baseados em Modelos (MBSME) para engenharia conceitual integrada de sistemas offshore, o projeto é desenvolvido em parceria com a brasileira Deep Seed Solutions, com o objetivo de fornecer uma solução digital inédita que otimiza a investigação de numerosas soluções para o desenvolvimento de sistemas de produção offshore em estágios iniciais de identificação de oportunidade e engenharia conceitual.

Total Energies e Equinor também estavam entre as premiadas, dessa feita na Categoria I: Projetos na área de "Exploração e Produção de Petróleo e Gás", com o desenvolvimento de um novo lançador automático de PIG submarino para águas profundas, em parceria com a NOV Flexibles. O projeto visou desenvolver um lançador submarinos de pig, automatizado, capaz de lançá-lo diretamente do fundo do mar em linha única, trazendo grandes reduções de investimento.

No âmbito operacional, várias companhias também registraram fatos relevantes, como o lançamento da FPSO Alexandre de Gusmão, com capacidade de produzir até 180 mil barris por dia,



que está a caminho do campo de Mero, na bacia de Santos.

O campo unitizado de Mero, regido pelo Contrato de Partilha de Produção de Libra, é operado pela Petrobras (38,6%), em parceria com a Shell Brasil (19,3%), TotalEnergies (19,3%), CNOOC (9,65%), CNPC (9,65%) e a Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA), que além de gestora do contrato, atua como representante da União na área não contratada (3,5%).

Mero está localizado em águas ultraprofundas da Bacia de Santos (profundidade de água de 2.100 metros), a 180 km da costa do estado do Rio de Janeiro. Já há quatro FPSOs produzindo em Mero: Pioneiro de Libra, Guanabara, Sepetiba e Marechal Duque de Caxias. O FPSO Alexandre de Gusmão é a 5ª unidade prevista para instalação no campo.

Shell Brasil, Petrobras e Sonardyne também atuaram em parceria com o SENAI CIMATEC, que inaugurou uma planta de produção de nós sísmicos submarinos OD OBN (On-demand Ocean

matéria de capa (continuação)

Bottom Nodes), a primeira deste tipo no mundo. Trata-se de um equipamento voltado para o gerenciamento de reservatórios de petróleo, especialmente no pré-sal brasileiro – um sistema inovador para aquisição sísmica 4D de alta resolução. A planta recebeu um total de R\$ 72 milhões investidos pela Petrobras e Shell Brasil, por meio da cláusula de PD&I da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

O objetivo é mapear o deslocamento dos fluidos nos reservatórios, realizando a sísmica 4D, de forma mais eficiente e econômica. O projeto já executou testes de performance e funcionalidade, inclusive em águas profundas.

A etapa atual vai produzir um sistema-piloto com 600 nós para testes em escala real em um campo petrolífero do pré-sal.

Os nós serão fabricados no CIMATEC Park, com investimentos em infraestrutura de galpões e máquinas, viabilizando a produção nacional e a integração de diferentes empresas e instituições.

Shell Comemora 25 anos dp Parque das Baleias

Uma das mais antigas operadoras estrangeiras no país, a Shell comemorou novas conquistas, entre elas os 15 anos da Parque das Conchas, conhecido originalmente como BC-10, em operação na bacia de Campos, com produção acumulada de mais de 230 milhões de barris de óleo equivalente (boe).

Projeto operado pela Shell (50%), em parceria com a ONGC (27%) e a Qatar Energy (23%), o Parque das Conchas está localizado a mais de 120 km da costa do Espírito Santo, e engloba três campos principais: Ostra, Abalone e Argonauta. Os reservatórios estão situados a até 2.500 metros abaixo do leito marinho, sendo o campo Abalone o mais profundo.

Com 33 poços em operação, 10 bombas submarinas, um



Foto: Divulgação

sistema de injeção de água, além de um gasoduto de exportação de gás e um poço de descarte de gás, a operação representa um dos projetos mais desafiadores da Shell Brasil. “Este empreendimento marcou a primeira vez que a Shell liderou um projeto desde a fase de exploração até a produção no Brasil.

Em outubro a Shell concluiu assinatura dos contratos de concessão na bacia de Pelotas, adquiridos no 4º Ciclo de Licitações da Oferta Permanente da ANP, realizado em dezembro de 2023. Com esta etapa finalizada, a Shell totaliza 29 contratos de concessão na Bacia de Pelotas, todos como não-operadora, abrangendo os blocos P-M-1737, P-M-1739 e P-M-1797. Dos contratos assinados, 26 são em parceria com a Petrobras (operadora) e três em consórcios formados com a Petrobras (operadora) e a CNOOC Petroleum.

O bônus de assinatura total será de aproximadamente R\$ 171 milhões, dos quais R\$ 51 milhões são referentes à participação de 30% da Shell nesses projetos. Esse marco reafirma o compromisso da Shell com o desenvolvimento sustentável e a exploração

responsável de recursos no Brasil, contribuindo para a segurança energética do país. Com essas assinaturas, a Shell tem participação em 68 contratos de óleo e gás no Brasil.

Em maio, a Shell anunciou que o consórcio de Atapu, que inclui Petrobras (65,7% - Operadora), Shell (16,7%), TotalEnergies (15%), Petrogal Brasil (1,7%) e PPSA (0,9%). Vão instalar um segundo navio flutuante de produção, armazenamento e descarga (FPSO), no campo de Atapu, no pré-sal da bacia de Santos.

O FPSO terá uma capacidade operacional máxima de 225.000 barris de petróleo por dia. Além de 16 novos poços, quatro poços existentes serão redirecionados do FPSO P70 (Atapu-1). A nova unidade terá conceito all-electric, com o objetivo de reduzir a intensidade de carbono nos processos de produção.

Equinor Reforça Parcerias

Segunda maior produtora de óleo e gás no país, a Equinor avança em sua estratégia de estabelecer parcerias estratégicas com instituições locais e empresas brasileiras para avançar em suas operações, promover a transição energética e desenvolver novas tecnologias de baixo carbono.

A empresa investe pesado em tecnologias de captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS) para reduzir as emissões de gases de efeito estufa.

Em novembro a empresa inaugurou um laboratório localizado no Centro de Estudos de Energia e Petróleo da Unicamp (Cepetro), que pretende aprimorar o conhecimento sobre as condições do pré-sal brasileiro, contribuindo com a descarbonização da produção na indústria.

A instalação, patrocinada pela Equinor, conta com investimentos de cerca de R\$ 12,5 milhões e permitirá a simulação da produção de petróleo e gás, utilizando amostras de campos reais, bem

matéria de capa (continuação)

como contribuir com aumento da eficiência de operações e descarbonização da indústria. Com um portfólio crescente de ativos em óleo e gás (O&G) e energias renováveis, a Equinor tem projetos em desenvolvimento, entre os quais os campos de Raia e Bacalhau, e ativos em produção, como Peregrino e Roncador.

Os investimentos crescentes nos ativos em desenvolvimento vão criar um novo paradigma nas operações da petroleira norueguesa no país.

A empresa recebeu da Tenaris, em novembro, os tubos de aço que serão utilizados nos mais de 200 km do gasoduto do projeto Raia, operado pela Equinor (35%), em parceria com a Repsol Sinopec Brasil (35%) e a Petrobras (30%). A estrutura conectará o FPSO de Raia, na bacia de Campos, ao terminal de Cabiúnas, em Macaé. O contrato entre Equinor e Tenaris é de aproximadamente R\$ 2 bilhões.

Operando em profundidades de lâmina d'água de até 2.900 metros, o escopo do gasoduto incluiu tubos com revestimento interno, para aumentar a eficiência do fluxo de gás, proteção anticorrosiva externa em tripla camada e revestimento de concreto para garantir flutuabilidade negativa e fornecer proteção mecânica.



Foto: Divulgação

Além disso, os tubos para a seção mais profunda também foram fabricados com novas tecnologias para garantir uma resistência aprimorada ao colapso.

Já o projeto Bacalhau, operado pela Equinor (40%), em parceria com ExxonMobil (40%) e Petrogal Brasil (20%), tem investimentos previstos de aproximadamente US\$ 8 bilhões para a Fase 1 de Bacalhau. O campo está situado em águas ultraprofundas, com profundidades de mais de 2 mil metros, e tem um reservatório complexo com pressão de 900 bar.

Bacalhau contará com um dos maiores FPSOs (navio-plataforma) do Brasil. O navio tem 370 metros de comprimento e 64 metros de largura, com capacidade de produção de 220.000 barris de óleo por dia.

O primeiro óleo está previsto para 2025. Com mais de 1 bilhão de reservas de recuperação estimadas para a Fase 1, o campo fornecerá energia com baixas emissões e, ao mesmo tempo, criará oportunidades de emprego local e efeitos em cascata para a cadeia de suprimentos.

Brasileiras em Ação

A PRIO e a Brava Energia são as duas estrelas que continuam em ascensão na indústria petrolífera brasileira, disputando espaço entre as grandes operadoras.

Terceira maior produtora de óleo e gás no país, com mais de 83 mil barris de óleo equivalente dia/boed, a PRIO vem dando passos decisivos para manter-se nesse ranking.

Em setembro, anunciou a aquisição de 40% do campo de Peregrino, pagando US\$ 1,91 bilhão pela participação que pertencia à chinesa Sinochem, aumentando em 40% a sua produção diária, acrescentando 36 mil barris/dia aos 85 mil que a empresa produz hoje. Já as reservas 1P da companhia aumentarão em 20%.

A Prio hoje tem reservas de 600 milhões de barris, e a aquisição adiciona outros 135 milhões.

Uma das novidades de 2024 foi a fusão da Enauta e 3R Petroleum, dando origem a Brava Energia, que anunciou no último dia de 2024, ter concluído a aquisição de 23% da Qatar Energy no Parque das Conchas, na parte capixaba da bacia de Campos. O valor da transação, desconsiderando os ajustes, é de US\$ 150 milhões, dos quais a Enauta desembolsou US\$ 15 milhões na ocasião da assinatura do contrato de aquisição, em dezembro de 2023 (antes da fusão com a 3R e que resultou na Brava).

Na conclusão do negócio, a empresa pagou mais US\$ 430 mil – já considerando o ajuste pelo fluxo de caixa acumulado do período desde 1º de julho de 2023 (data efetiva do contrato). Outras duas parcelas de US\$ 30 milhões deverão ser pagas em 12 e 24 meses após a conclusão da transação.

A petroleira brasileira citou, em comunicado ao mercado, que o óleo produzido no Parque das Conchas tem características semelhantes aos demais óleos dos ativos do portfólio offshore da companhia – o que pode representar possíveis sinergias logísticas e comerciais. A Brava opera, no litoral do Sudeste, os campos de Papa-Terra (Bacia de Campos), Peroá (Bacia do Espírito Santo) e Atlanta e Oliva (Bacia de Santos). Os principais marcos da Brava Energia em 2024.

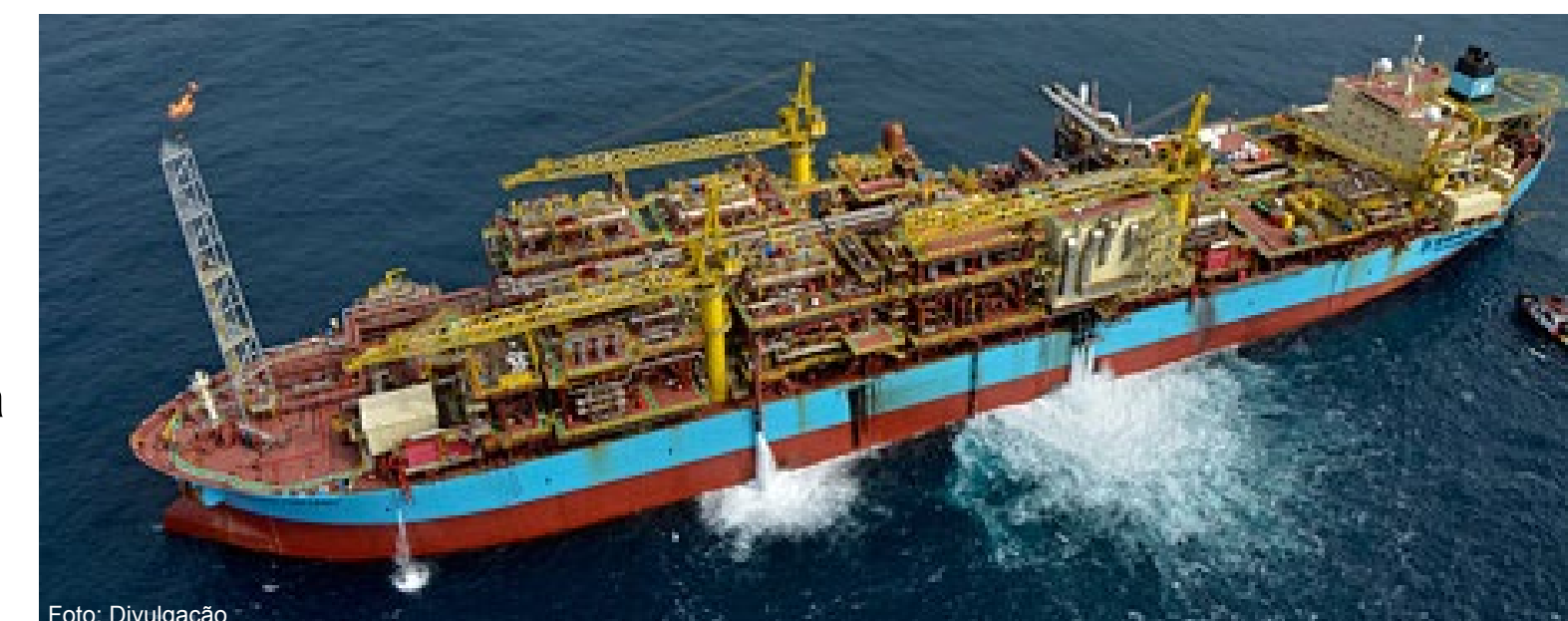


Foto: Divulgação

O gás natural como alternativa para descarbonização do setor petroquímico

por Erick Sobral Diniz - Doutorando e mestre em Direito da Regulação pela FGV Direito Rio e pesquisador da área de Refino do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep)

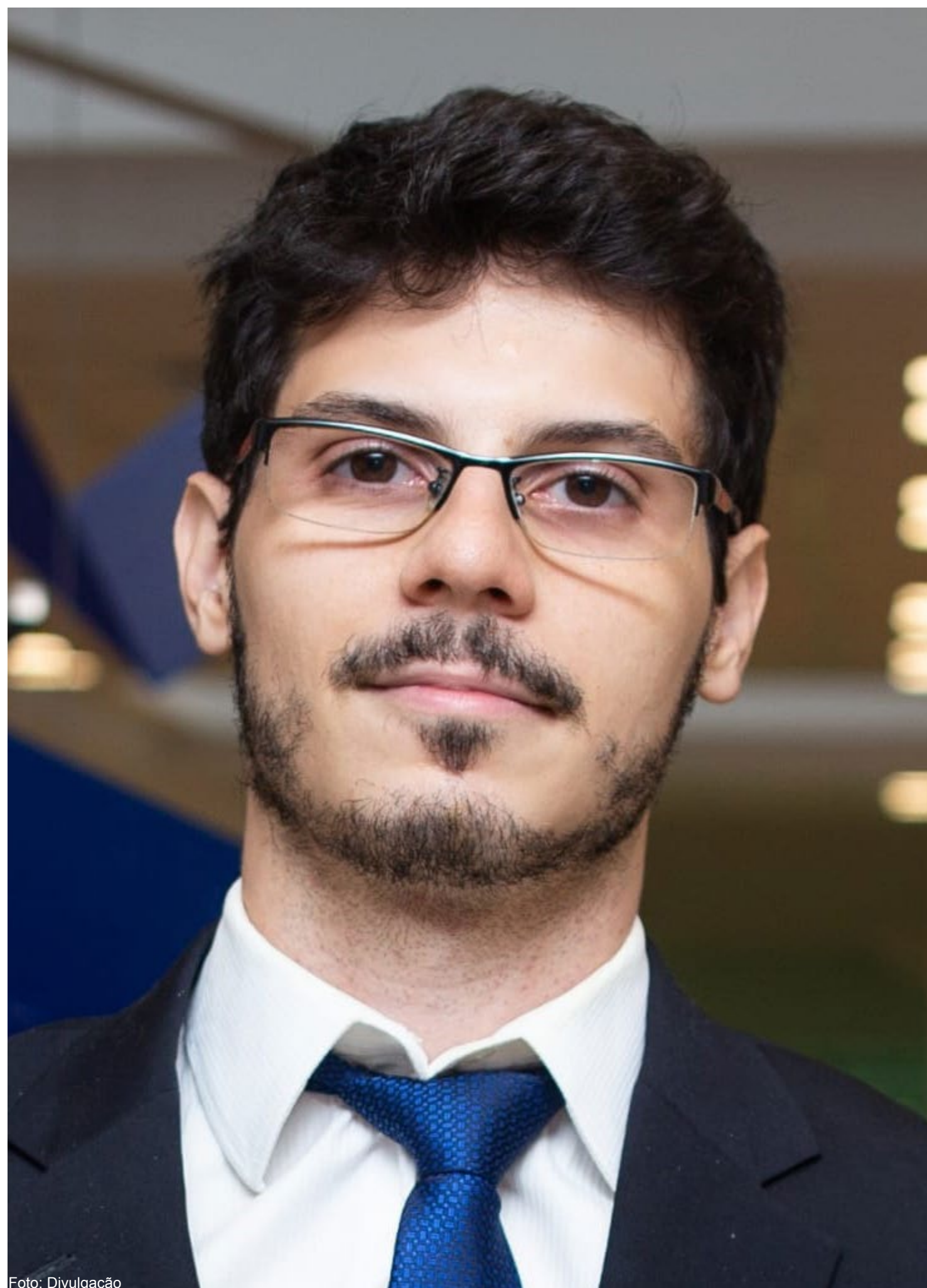


Foto: Divulgação

A descarbonização de setores industriais é central para o alcance de uma economia de baixo carbono. Contudo, esse processo pode se mostrar excessivamente oneroso, como é o caso do setor petroquímico, tendo em vista a natureza de seus processos produtivos, que demandam grandes quantidades de energia e utilizam matérias-primas derivadas do petróleo e do gás natural.

Nesse segmento, o gás natural se mostra como uma rota interessante para a descarbonização, contudo, há um caminho a percorrer até a efetiva competitividade de seus preços.

O setor petroquímico tem um grande potencial para instrumentalizar os recursos naturais em favor de uma economia de baixo carbono. Ele pode servir como uma ponte entre a exploração desses recursos e a construção de uma cadeia de suprimentos descarbonizada.

Para isso, é essencial observar não apenas aspectos relacionados às emissões de CO₂, mas também à redução de resíduos, à adaptação climática e à preservação dos ativos ambientais.

Quanto às matérias-primas, essa indústria é dependente do setor de energia em relação a nafta, líquidos de gás natural, carvão e fontes renováveis. Esses insumos passam por um processo de craqueamento, a partir do qual são produzidos petroquímicos básicos – de 1ª geração (a exemplo do eteno, propeno e aromáticos) e de 2ª geração (como polietileno e polipropileno).

Eles podem ser utilizados para produzir commodities, fibras e borrachas, e podem também ser polimerizados com o intuito produzir resinas termoplásticas. Em 2016, a nafta foi o insumo responsável por 92% da produção petroquímica no Brasil, tendo

como principal consumidora a Braskem. Sua produção foi concentrada em algumas refinarias da Petrobras e foi insuficiente para atender o mercado interno, o que propiciou, à época, a importação como alternativa de fornecimento.

Conforme dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a produção de nafta diminuiu entre 2009 e 2018 devido à preferência do mercado pela gasolina, uma vez que o processo de refino permite produzir tanto nafta quanto gasolina a partir da mesma carga de petróleo, direcionando a produção para a demanda mais alta.

De acordo com a revisão de 2020 da Resolução ANP nº 16/2008, entre 2007 e 2017, as condições de comercialização favoreceram a gasolina em relação à nafta, levando as refinarias a priorizarem a produção e a venda de gasolina em detrimento da oferta de nafta.

Uma estratégia de descarbonização no setor petroquímico é a utilização do gás natural pelo craqueamento de etano nas unidades de processamento, em substituição da nafta.

Essa operação é mais simples, menos intensiva em capital e menos agressiva ao meio ambiente, o que tem fomentado a adoção do etano nas centrais petroquímicas ao redor do mundo. Contudo, o Brasil ainda não seguiu essa tendência, conforme aponta o relatório citado.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no Panorama do Refino e da Petroquímica no Brasil (2018), o ganho de competitividade do gás natural nos EUA permitiu que o país alcançasse 73% de participação desse insumo no abastecimento

artigo I continuação

de seu mercado petroquímico.

No Brasil, apesar da produção expressiva do pré-sal, a indústria petroquímica nacional é baseada majoritariamente na nafta, tal como ocorre na União Europeia e no Japão.

Como alternativa para substituir a nafta, o gás natural pode contribuir para a descarbonização do setor petroquímico brasileiro; no entanto, sua baixa competitividade de preços ainda representa um obstáculo para essa transição.

O desenvolvimento sustentável e competitivo do setor requer uma abordagem integrada que incorpore o gás natural nas políticas públicas, não apenas para fins energéticos, mas também como matéria-prima, aproveitando as frações pesadas da produção offshore, a exemplo do etano.

Nesse sentido, o Decreto 12.153/2024 - que altera a regulamentação da Nova Lei do Gás - trouxe preocupações consumeristas quanto à oferta e aos preços de gás natural, além de destacar a necessidade de planejamento setorial por meio da elaboração do plano integrado para infraestruturas.

Essas estratégias regulatórias reforçam a atuação da ANP e da EPE para ordenação do setor e o uso do gás natural como rota de descarbonização na indústria.

A descarbonização industrial, assim como a transição energética, deve ser acompanhada de discussões não apenas ambientais e climáticas, mas também sobre segurança energética, emprego, justiça e equidade social.

As metas de mitigação de emissões precisam considerar também a realidade econômica dos setores industriais, como importações, oferta interna de energia e competitividade de preços, além das particularidades regionais e locais e dos impactos sobre o emprego e a renda.



NOVO

FPS S

3ª Edição

PROJECTS, TECHNOLOGIES
AND INVESTMENTS

BRASIL EPICENTRO GLOBAL DE FPSOs
Exposição e Conferência sobre plataformas flutuantes de produção

13 - 15 de maio

Exposição
14:00 às 20:00

Conferência
9:00 às 18:00

PATROCÍNIO DIAMOND:

ambipar
response

PATROCÍNIO PLATINUM:

TECHOCEAN AASJ
SERVIÇOS INDUSTRIAIS

PATROCÍNIO SILVER:

SENSIA
Rockwell Automation + SLB

Revista digital
Oil & Gas Brasil

APOIO INSTITUCIONAL:

ibp
INSTITUTO
BRASILEIRO DE
PETRÓLEO E GÁS

SINAVAL

ABIMAQ

EIC
ENERGY INDUSTRIES
COUNCIL

**CLUSTER
TECNOLOGICO
NAVAL | RJ**

ABRAFATI
Associação Brasileira de
Fabricantes de Torres

AMPP BRAZIL

Visite nosso site
www.fpsosexpor.com.br



EXPO MAG
Rio de Janeiro



Brava assina contrato de fornecimento de gás natural com a Comgás

Acordo firmado com a distribuidora de gás de São Paulo prevê o fornecimento médio de 270 mil m³/dia de gás natural a partir de janeiro integrando as regiões produtoras do Nordeste, na malha da TAG, com os pontos de saída da NTS e TBG na área da Comgás.



Além do ineditismo do fornecimento de um produtor do Nordeste através da integração entre diferentes malhas de transporte, o contrato prevê um perfil de fornecimento variado, adaptando-se ao consumo dos clientes atendidos pela Comgás.

“Ampliar o relacionamento da BRAVA com a maior distribuidora de gás do Brasil demonstra a importância da aproximação dos produtores com as necessidades do mercado, e indica o espaço para seguir investindo na ampliação do alcance do gás natural, de forma responsável e competitiva”, afirma o Diretor de Novos Negócios, Trading, Gás e Energia, Pedro Medeiros.

No último mês, a BRAVA assinou contrato de fornecimento de gás com a Copergás, de Pernambuco. Com este novo contrato com a Comgás, a empresa segue trabalhando firme no desenvolvimento de parcerias e soluções para a comercialização da sua produção, priorizando a diversificação de clientes e o incentivo à produção nacional.

A BRAVA Energia, resultado da combinação entre a 3R Petroleum e a Enauta, assinou contrato para fornecimento de gás com a Comgás, maior distribuidora de gás do Brasil, pelos próximos três anos. Este é o primeiro contrato de fornecimento de gás natural firmado pela BRAVA nas áreas atendidas pela NTS e TBG, contribuindo com a diversificação e abertura do mercado.

O gás será suprido a partir do portfólio da BRAVA, que conta com produções diversas no Recôncavo Baiano, Espírito Santo e Rio Grande do Norte, um diferencial competitivo para a estabilidade do fornecimento. O início do contrato será em janeiro de 2025.



Sobre a BRAVA Energia

A BRAVA Energia é uma das principais empresas independentes de petróleo e gás do país, com o portfólio mais diversificado e atuação mais abrangente, em diferentes elos da cadeia de valor do setor. A companhia possui produção em terra e mar, nos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo, Bahia, Rio Grande do Norte e Ceará.

Dentre os ativos de gás, destaca-se a participação majoritária no campo de Manati, produção e processamento no Pólo Potiguar, produção marítima em Peroá e Congoá na Bacia do Espírito Santo e produção terrestre na Bahia. Listada por meio do ticker BRAV3, a BRAVA Energia atua com foco na maximização dos resultados esperados de seus ativos para seus acionistas e a sociedade em geral, incluindo seu compromisso com a agenda ESG.

A etapa de testes deve ser exaustiva para alcançar o sucesso desejado na automação

Entrevista Exclusiva: Alexandre Caldas, CEO da TENTI.

por Julia Vaz



Foto: Divulgação

Quem afirma isso é o CEO da TENTI, Alexandre Caldas, que participou de projetos de automação industrial de inúmeras plataformas offshore nos últimos 30 anos, entre elas unidades de ativos emblemáticos como Marlim e Roncador, nas décadas de 1980 e 1990, e depois, da plataforma de Mexilhão, que iniciou a produção em 2011, sendo a maior unidade fixa da Petrobras e uma das maiores do mundo.

“A TENTI consegue rapidamente se adaptar às necessidades específicas de cada projeto, incluindo aplicações industriais e de missão crítica. Uma empresa que dá solução completa”, destaca o executivo nessa entrevista à revista digital Oil & Gas Brasil.

Oil&Gas Brasil: A automação industrial no ambiente offshore tem desafios muito específicos, diferentes de uma automação industrial onshore?

Alexandre Caldas: Realmente, os desafios no ambiente offshore são maiores devido as questões de logística, englobando transporte, regime especial de trabalho em escala 14 por 14 dias e, às vezes, até trabalho em turno.

As dificuldades de suprimento também são muito relevantes e devem ser consideradas. Não podemos esquecer o cuidado que temos que ter com equilíbrio mental e emocional que se fazem presentes no regime de trabalho offshore, no qual os profissionais ficam longe de seus familiares e necessitam de suporte no seu dia a dia para cumprir a sua jornada de trabalho.

Oil&Gas Brasil: Na Noruega, são comuns as plataformas praticamente desabitadas, operadas e controladas à distância. A tecnologia ainda não nos permite ter uma plataforma totalmente operada a distância, a 300 km da costa, produzindo petróleo a mais de 2.000, 3.000 metros de profundidade de água, em cenários críticos como o pré-sal?

Alexandre Caldas: A tecnologia permite operar e controlar plataformas a distância, porém por questões de segurança, não vejo como operar uma plataforma totalmente desabitada. Porém, com o uso cada maior das tecnologias disponíveis, podemos reduzir bastante o número de pessoas embarcadas.

Oil&Gas Brasil: A automação dos equipamentos subsea vem avançando e incorporando novas tecnologias, como

machine learning, inteligência artificial (IA) etc. Qual o desafio na integração de dois projetos de automação feitos por distintos grupos: ou seja, o que está debaixo da água, no leito do mar, e a plataforma?

Alexandre Caldas: Como toda integração, é necessário fazer o mapeamento dos dois sistemas, plataforma e subsea, suas funcionalidades, arquiteturas, fluxos de dados e protocolos utilizados. A partir dos requisitos deve-se desenvolver um modelo de integração, que passa por escolha de protocolos de comunicação, definição de estrutura de dados, arquitetura de hardware, APIs e Interfaces. A etapa de testes deve ser exaustiva para alcançar o sucesso desejado.

Oil&Gas Brasil: **Quais os maiores desafios na integração de diferentes sistemas, com diferentes tecnologias/ fornecedores ?**

Alexandre Caldas: Podemos mencionar alguns desafios que inerentes nestes tipos de integração:

- Levantamento do “as-is” em cada uma das ferramentas envolvidas.
- Identificar e garantir a participação dos key users durante o mapeamento do processo a ser integrado.
- Mitigar os riscos quanto as dificuldades de se testar integrações em produção.
- Definir o escopo da integração como um todo.

Oil&Gas Brasil: **A automação vem ganhando maior complexidade com a incorporação de novas tecnologias, principalmente as digitais, como gêmeos digitais, IA, GenAI, IoT. Quais os desafios para atualizar/modernizar a automação de unidades offshore de 10, 15 anos atrás,**

incorporando novas tecnologias?

Alexandre Caldas: Encontrar soluções de mercado consolidadas que encaixem bem nas necessidades da planta atual, demonstrando e convencendo a alta direção no ganho por implantar essas soluções e ampliar o uso das novas tecnologias para todas as unidades.

Oil&Gas Brasil: **Quais as tecnologias que, na sua visão, representaram uma importante guinada na automação industrial?**

Alexandre Caldas: Convenção e utilização de protocolos de comunicação abertos (Modbus/TCP por exemplo), e a aplicação de equipamentos de segurança de rede que possibilitaram a indústria 4.0 ganhar notoriedade com segurança (DMZs etc.).

Oil&Gas Brasil: **Quais foram os principais projetos de medição e vazão de gás em que vocês atuam?**

Alexandre Caldas: As soluções envolvendo medição de sistemas de gás foram principalmente na área de óleo e gás para plataformas de petróleo.

Oil&Gas Brasil: **Quais as expertises da TENTI na área de geração de energia: supervisão remota, monitoramento remoto?**

Alexandre Caldas: Temos larga experiência em sistemas de supervisão remota e monitoramento remoto em plantas do setor de óleo e gás, que inclui sistemas de geração e distribuição de energia.

Adicionalmente, fornecemos soluções de software aonde não-conformidades e eventos ocorridos durante a operação são enviados automaticamente por e-mail e/ou celular para todos os envolvidos. Nesta linha de raciocínio similar, relatórios de desempenho e de operação também são configurados e enviados automaticamente para manter a equipe de sustentação informada.

Oil&Gas Brasil: **Quais foram os serviços executados na Unidade de Construção Naval (UCN) no Porto do Açu?**

Alexandre Caldas: Na UCN, o principal serviço foi a execução do projeto Almagesto, para a gestão de processos operacionais do estaleiro da OSX - UCN Porto do Açu, com a integração de diversos sistemas especialistas de construção naval, desde a engenharia, planejamento, aquisições, fabricação, testes até a entrega final da plataforma e/ou embarcação.

Oil&Gas Brasil: **O que é o Smart Metrology Management e qual a sua relevância para a indústria de óleo e gás?**

Alexandre Caldas: O Smart Metrology Management (SMM) é uma plataforma de gestão metrológica de óleo e gás que garante o atendimento às exigências legais e contratuais da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), melhorando sua produtividade e minimizando riscos. A TENTI é responsável pelo desenvolvimento, testes e manutenção do software. O SMM disponibiliza ferramentas de gestão e controle de processos de metrologia facilitando a tomada de decisão, e foi desenvolvido com base na ABNT NBR ISO 10012, sendo aplicável tanto em instalações offshore como onshore.

Oil&Gas Brasil: **A TENTI soma mais de 30 anos de sua atuação no mercado, nas áreas de tecnologia, engenharia e automação. O que a diferencia das demais empresas do mercado na área de automação indústria e sistemas de missão crítica?**

Alexandre Caldas: Com a longa experiência e contando com uma equipe especializada, a TENTI consegue rapidamente se adaptar às necessidades específicas de cada projeto, incluindo aplicações industriais e de missão crítica. Uma empresa que dá solução completa.

Figurativamente falando, somos ‘One Stop Shop’.

Eneva assina primeiro contrato de suprimento industrial de gás no mercado livre de Sergipe

Empresa fechou acordo de dois anos com a Cerâmica Capri Ltda. e o fornecimento de gás irá ocorrer a partir de janeiro de 2025.



A Eneva, maior operadora privada de gás natural do Brasil, firmou um contrato pioneiro em Sergipe com a Cerâmica Capri, uma das principais indústrias de revestimento do Nordeste, para o fornecimento de gás natural no mercado livre. O acordo será de dois anos e o suprimento terá início em janeiro de 2025.

Pelo regulamento estadual de Sergipe, para ser um consumidor industrial no mercado livre, a Cerâmica Capri deverá consumir, no mínimo, 300 mil metros cúbicos por mês. O fornecimento será feito na modalidade firme e flexível, garantindo maior segurança e customização no abastecimento da companhia. Este é um marco estratégico para o estado e para o setor industrial, evidenciando o papel do mercado livre de gás no fortalecimento da indústria local.

“Este é um momento histórico para Sergipe e para a Eneva. Somos pioneiros em oferecer soluções flexíveis e seguras para a indústria sergipana, utilizando a estrutura do Hub Sergipe, o primeiro terminal privado de GNL conectado à malha nacional de transporte de gás”, afirmou Marcelo Lopes, diretor de Marketing, Comercialização e Novos Negócios da Eneva.

O contrato faz parte da estratégia da Eneva de maximizar a capacidade do Hub Sergipe, que possui potencial de regaseificação de 21 milhões de m³/dia. Além disso, a empresa se destaca na oferta de soluções inovadoras, como produtos de gás para suprimento imediato, contratos spot de curto prazo e também de longo prazo, além de serviços de estocagem de GNL para terceiros.

No Brasil, a operação de gás natural “on grid” da Eneva é suportada pelas principais malhas de transporte de gás do país, geridas pelas transportadoras NTS, TBG e TAG, conectando o Sul ao Nordeste de forma eficiente e segura.

Além deste novo contrato, o Hub Sergipe já atende clientes de grande porte como Vale, Termopernambuco e Linhares. “Com este avanço, a Eneva reafirma seu compromisso com o desenvolvimento do mercado livre de gás natural, promovendo a competitividade da indústria brasileira e contribuindo para a diversificação da matriz energética nacional”, reiterou Lopes.

Sobre Eneva

A Eneva é operadora privada de gás natural onshore no país, combustível fundamental para a segurança energética. Brasileira, a

companhia atua na exploração, produção e no fornecimento de energia. Opera 15 campos de gás natural nas Bacias do Parnaíba (MA) e Amazonas (AM), totalizando uma área de concessão superior a 63 mil km², a maior do Brasil. Possui um parque de geração com 6,8 GW de capacidade contratada, incluindo termelétricas nos estados do Maranhão, Ceará, Sergipe, Roraima, Espírito Santo e o Complexo Solar Futura, na Bahia.

Sobre a cerâmica Capri

A CERÂMICA CAPRI LTDA é uma empresa genuinamente sergipana que atua no segmento de revestimentos cerâmicos esmaltados por meio da operação de planta fabril, estrategicamente localizada em Nossa Senhora do Socorro, Sergipe.

Com a marca RAVELLO a Cerâmica Capri tem conquistado o mercado com produtos de qualidade utilizando nobres esmaltes cerâmicos e com design ajustado para cada ambiente e público consumidor.

O parque fabril proporciona uma série de expansões de novas linhas para se constituir um dos maiores fabricantes da região nordeste.

Atualmente é o terceiro maior consumidor de gás natural de Sergipe. Em 2025 a Cerâmica Capri ampliará sua produção com a implantação de uma nova e moderna linha de produção na qual consumirá um adicional de 750 mil m³ de gás natural.

Seatrium usa tecnologia digital twin para aumentar a segurança do FPSO

A Seatrium e o Centro de Tecnologia Offshore & Marine de Cingapura (TCOMS) expandiram o acordo de colaboração de pesquisa principal (MRCA) para explorar novos métodos para tornar as plataformas flutuantes de produção, armazenamento e descarga (FPSO) mais seguras e eficientes.



Foto: Divulgação

O acordo de colaboração original foi assinado em abril de 2023 para explorar capacidades de modelagem ciberfísica em simulações de operações em estados de alto mar e outros eventos extremos para unidades FPSO.

Após realizar testes de modelo em escala de uma dupla FPSO que a Seatrium está construindo para a Petrobras na instalação de bacia oceânica da TCOMS, os parceiros agora planejam usar os dados coletados para desenvolver gêmeos digitais a serem implantados em cenários de campo real.

Chris Ong, CEO da Seatrium, disse: “Como um player global líder nas indústrias offshore, marítima e de energia, a Seatrium está comprometida em impulsionar inovações na melhoria da eficiência e da descarbonização marítima.

Nossa parceria com a TCOMS nutre talentos de engenharia aspirantes e os encoraja a ultrapassar os limites além do que é possível em seu campo de trabalho. Juntos, estamos desbloqueando novas eficiências e aprimorando o desempenho de campo por meio de tecnologia que contribui para um futuro mais verde.”

Os FPSOs em questão, P-84 e P-85, serão implantados na Bacia de Santos, aproximadamente 200 quilômetros da costa nos próximos anos. Com previsão de início de produção em 2029 na segunda fase dos desenvolvimentos dos campos de Atapu e Sépia, os dois FPSOs totalmente elétricos devem reduzir a pegada de emissões de gases de efeito estufa (GEE) em 30% por barril de petróleo produzido.

Petrobras e Seatrium assinaram o contrato para a construção do par de embarcações em maio. A empresa de Cingapura então subcontratou a CIMC Raffles Offshore para a construção do casco e a KBR para desenvolver as instalações do topside. O início da construção do FPSO P-84, descrito como o “maior FPSO da história da Petrobras”, foi marcado com uma cerimônia realizada no mês passado na China.

Estabelecido em março de 2023, o Seatrium-TCOMS Ocean Lab foca em aspectos como soluções mais limpas de petróleo e gás, incluindo plataformas de produção flutuantes inteligentes, e novas soluções de energia, incluindo amônia, hidrogênio e captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS). A digitalização e a análise de dados também são usadas para maior previsibilidade e confiabilidade dos sistemas oceânicos e sua infraestrutura. “Como uma plataforma nacional de P&D dedicada aos setores offshore e marítimo e outros setores relacionados ao oceano, nossa busca

incansável por inovação e sustentabilidade nos tornou o parceiro ideal para a indústria que busca se manter à frente e preparar suas soluções e operações para o futuro”, observou o CEO da TCOMS, Chan Eng Soon.

“Ao combinar nossa expertise em modelagem digital de ponta, simulação e capacidades de teste de modelos físicos com insights empresariais aguçados, apoiamos a indústria no desenvolvimento de futuros sistemas e infraestrutura oceânica que não apenas melhoram a segurança, otimizam a eficiência e o desempenho, mas também impulsionam o crescimento econômico sustentável de longo prazo.”

Especialistas de ambas as empresas realizam testes de estresse e validam soluções e conceitos na instalação da bacia oceânica. Os resultados são então usados para avaliar o desempenho dos sistemas oceânicos em condições oceânicas extremas e operacionais simuladas e melhorar o desempenho de campo por meio de tecnologias como sensoriamento inteligente, inteligência artificial (IA) e análise de dados. Isso facilita a criação de gêmeos digitais de ativos de infraestrutura oceânica para melhorar o gerenciamento do ciclo de vida.

No mês passado, a Seatrium sediou uma cerimônia de nomeação para outra unidade FPSO destinada ao país – Bacalhau. A empresa de Cingapura ficou encarregada de realizar o trabalho de integração no FPSO depois que a Aibel concluiu o trabalho nos módulos topside. Construída pela MODEC, a unidade trabalhará no campo de Bacalhau, na Bacia de Santos.

Os parceiros no campo são Equinor, ExxonMobil, Petrogal Brasil e Pré-sal Petróleo (PPSA).

SLB OneSubsea fecha contrato com a Petrobras

A OneSubsea, uma joint venture (JV) de tecnologia e soluções submarinas apoiada pela SLB, Aker Solutions e Subsea7, garantiu um contrato da Petrobras, após uma “licitação competitiva”, para fornecer dois sistemas submarinos de injeção de água do mar bruta (RWI) para o campo de Búzios.



Foto: Divulgação

De acordo com a OneSubsea, uma joint venture apoiada pela SLB, Aker Solutions e Subsea7, os sistemas visam aumentar a produção dos navios flutuantes de produção, armazenamento e descarga (FPSO) P-74 e P-75.

Os sistemas RWI abordarão gargalos de injeção de água nos FPSOs, aumentando a eficiência da produção e reduzindo as emissões de gases de efeito estufa (GEE) por barril. Ao operar diretamente no leito marinho, os sistemas reduzem a necessidade de equipamentos de superfície, liberando espaço, cortando requisitos de combustível e reduzindo as necessidades de energia das operações de injeção em comparação aos sistemas convencionais de injeção de superfície, observou a empresa.

“À medida que as bacias de águas profundas amadurecem, vemos cada vez mais oportunidades de recuperação secundária surgindo”, disse Mads Hjelmeland, CEO da SLB OneSubsea.

“A injeção submarina de água do mar bruta é uma aplicação bem comprovada com um forte caso de negócios que achamos que deve se tornar popular. Ao colocar o sistema diretamente no leito marinho, liberamos espaço e reduzimos as necessidades de combustível para os FPSOs, bem como diminuimos as necessidades de energia para os sistemas de injeção.

É uma situação vantajosa para a Petrobras, e uma com a qual estamos muito animados. Este contrato consolidará nossa sólida presença de conteúdo local no país, contribuída pelas maiores plantas de fabricação e instalações de serviços submarinos de última geração no Brasil.”



Foto: Divulgação

Cada um dos sistemas incluirá uma bomba submarina de injeção de água do mar, um sistema umbilical e um acionamento de velocidade variável de topo.

De acordo com a SLB, essas instalações darão suporte às operações do FPSO da Petrobras, melhorando a pressurização do reservatório e a eficiência geral de recuperação.

Como parte do acordo, a SLB OneSubsea aumentará sua equipe multidisciplinar no Brasil, abrangendo expertise em desenvolvimento de campo, engenharia de sistemas e suporte de vida útil de campo. A empresa disse que também integrará serviços Subsea Live habilitados para IA para fornecer monitoramento de condições em tempo real e assistência técnica de especialistas de domínio.

Em maio, a Subsea7 garantiu um contrato de mais de US\$ 1,25 bilhão com a Petrobras para o campo de Búzios, localizado a 2.000 metros de profundidade de água na costa do Brasil.

Sob o contrato, a Subsea7 executará engenharia, aquisição, fabricação, instalação e pré-comissionamento de 102 quilômetros de risers rígidos e flowlines para o sistema de produção de ondas preguiçosas de aço para o campo de Búzios 9.

O campo de Búzios foi descoberto em 2010. A Petrobras é a operadora com 88,99% de participação, tendo como parceiras a CNOOC (7,34%) e a CNODC (3,67%).

O conceito atual de desenvolvimento do campo de águas profundas abrange 11 plataformas.



FPSO ^{3ª Edição}

PROJECTS, TECHNOLOGIES
AND INVESTMENTS
BRASIL EPICENTRO GLOBAL DE FPSOs
Exposição e Conferência sobre plataformas flutuantes de produção

13- 15 de Maio 2025



14:00 às 20:00



Exposição - Acesso livre aos profissionais do setor

9:00 às 18:00



Conferência - Faça sua Inscrição

Informações



www.fpsosexpor.com.br

Localização



EXPO MAG- Rio de Janeiro

PATROCÍNIO DIAMOND:

ambipar
response

PATROCÍNIO PLATINUM:

TECHOCEAN AASJ
SERVIÇOS INDUSTRIAIS

PATROCÍNIO SILVER:

SENSIA
Rockwell Automation + SLB

Revista digital
Oil & Gas Brasil

APOIO INSTITUCIONAL:

ibp
INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO & GÁS

SINAVAL

ABIMAQ

EIC
ENERGY INDUSTRIES COUNCIL

CLUSTER TECNOLÓGICO NAVAL RJ

ABRAFATI
Associação Brasileira de Fabricantes de Tanques de Armazenamento de Petróleo

AMPP BRAZIL

Foresea realiza primeira operação de perfuração de poço de petróleo automatizada no Brasil, com tecnologia HMH

Norbe IX é uma das únicas sondas no mundo com operações automatizadas no piso de perfuração (drill floor).

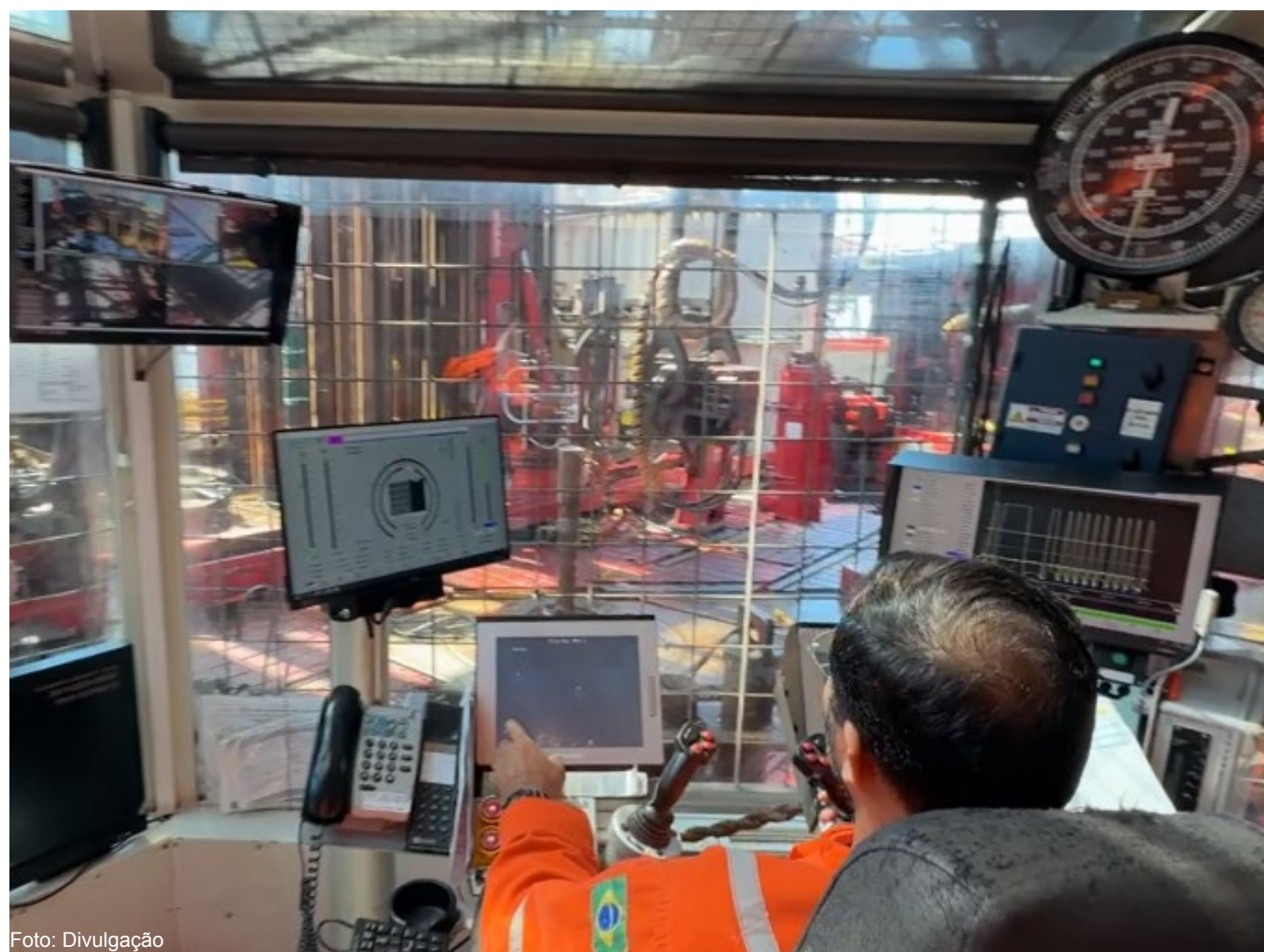


Foto: Divulgação

Pela primeira vez no Brasil foram realizadas operações automatizadas em um poço de petróleo, com o emprego de tecnologia da empresa norueguesa HMH.

A manobra realizada com a automação completa ocorreu em um poço na Bacia de Santos, e foi realizada pelo navio-sonda Norbe IX da Foresea, que se torna pioneira em operações automatizadas com o sistema HMH na indústria brasileira de perfuração offshore.

Além de maior precisão e consistência, a inovação proporciona mais segurança à operação e à tripulação por ser realizada sem a necessidade de nenhuma pessoa

exposta na red zone, que é a área de maior risco no piso de perfuração.

A Foresea já havia realizado os primeiros testes em alto mar e anunciado que deveria concluir o processo de automação da sonda Norbe IX, com a implementação total da tecnologia, até o fim do segundo semestre de 2024.

A meta foi alcançada no último dia 21 de novembro, quando a sonda fez sua primeira manobra 100% automatizada. Com a inovação, as manobras com tubo de perfuração e durante a perfuração do poço, que representam mais de 60% de todas as operações de um navio sonda, passarão a ser realizadas sem nenhuma pessoa exposta na red zone.

“Esse é um grande marco para a Foresea e para a indústria nacional na direção de operações mais sustentáveis e seguras.

Além da maior eficiência, a automação dos equipamentos também traz um importante ganho de segurança, na medida em que reduz drasticamente a necessidade de trabalhadores do lado de fora da cabine do sondador”, ressalta o COO da Foresea Heitor Gioppo.

O diretor de Operações da Foresea, Renato Costa, explica que a automação também exige uma alta qualificação dos integrantes que operam e supervisionam o sistema: “Desde antes da implantação da automação na Norbe IX nossos profissionais já estavam sendo capacitados com treinamentos em simuladores na HMH, na Noruega. E mesmo hoje, com a automação já em operação, eles seguem treinando se aperfeiçoando em simuladores 3D, na HMH de Macaé”.

Automação com IA para aumentar segurança na perfuração

A nova tecnologia de automação, desenvolvida de forma pioneira no Brasil em parceria com a fabricante norueguesa HMH, é composta pela plataforma Deal (Drilling Equipment Automation Layer) e por dois sistemas operacionais que se chamam CADs 2.0 e Drillers Assist.

O primeiro comanda a automação dos equipamentos do piso de perfuração. Já o Drillers Assist é um conjunto de softwares para segurança e automatização de tarefas, que no futuro utilizarão inteligência artificial para auxiliar o driller (sondador) na construção do poço.

A Rig Manager da Norbe IX, Clarisse Rodrigues, destaca que a automação é o resultado de um trabalho de excelência com cooperação de profissionais de diferentes áreas, todos unidos e focados para levar mais segurança e consistência às operações de perfuração: “Este é um marco da indústria de perfuração no nosso continente e mostra que é possível usufruir dos benefícios dos avanços tecnológicos com maior segurança, ganho de eficiência e redução da exposição de pessoas no piso de perfuração”.

A Norbe IX é a primeira sonda no Brasil e uma das únicas no mundo a contar com operações totalmente automatizadas do sistema HMH. Com a automação, em vez de realizar manualmente dezenas de movimentos repetitivos, o sondador passa a contar com um dispositivo similar ao piloto automático, tornando as operações mais seguras e consistentes.

Baker Hughes, OneSubsea e Constellation assinam contratos com a Brava Energia

A Brava Energia, antiga 3R Petroleum antes da fusão com a Enauta, contratou três empresas — Baker Hughes, OneSubsea da SLB e Constellation Oil Services — para dar vida à sua primeira campanha de desenvolvimento integrado em dois campos de petróleo offshore, com a opção de desenvolver um terceiro ativo como um vínculo à infraestrutura existente no Brasil.



Foto: Divulgação

A empresa assinou contratos com o trio em novembro de 2024. Esta campanha envolverá a perfuração e interligação de dois poços no campo de Atlanta e mais dois no campo de Papa-Terra, com possibilidade de perfuração de um poço em Malombe, cuja decisão final de investimento está prevista para o segundo trimestre de 2025.

Se a opção de desenvolver o terceiro ativo for exercida, o projeto será concluído por meio de um tie-back submarino para Peroa.

O trabalho começará no quarto trimestre de 2025, com as primeiras conexões de poços esperadas para 2026. De acordo com a Brava Energia, tecnologias comprovadas serão usadas para colocar esses projetos online.

A empresa escolheu a plataforma semissubmersível Lone Star da Constellation Oil Services para a perfuração e conclusão de quatro poços, com a possibilidade de um quinto poço a ser definido pela empresa.

A nova atribuição de 400 dias permitirá que a plataforma da Constellation perfure esses poços nos campos de Papa Terra e Atlanta a partir do quarto trimestre de 2025.

Este acordo é uma continuação direta do atual contrato da plataforma com a Petrobras no campo de Barracuda, na Bacia de Campos, e vem com uma opção de preço de 60 dias para um potencial poço de workover, o que pode estender o contrato até o primeiro trimestre de 2027.

Operando sob a Constellation desde 2011, esta semissubmersível com posicionamento dinâmico pode operar em profundidades de água de até 7.900 pés (cerca de 2.408 metros) e tem capacidade de perfuração de até 30.000 pés (cerca de 9.144 metros). A sonda está equipada para operar em profundidades de água típicas do pré-sal brasileiro.

A OneSubsea fornecerá duas árvores submarinas para o campo de Atlanta, já que a Papa-Terra e a Malombe já têm esse equipamento disponível. Por outro lado, a Baker Hughes fornecerá linhas

submarinas e risers para os poços de Atlanta, com uma opção para o tie-back de Malombe.

Os poços Papa-Terra usarão linhas existentes. A Brava Energia estimou o valor dos contratos para os quatro primeiros poços em aproximadamente \$200 milhões, ou cerca de \$147 milhões, com 80% em Atlanta e 62,5% em Papa-Terra.

“O cronograma de desembolsos será baseado em marcos contratuais, com a seguinte previsão: aproximadamente 9% do valor total no 1S25, 12% no 2S25, 72% em 2026 e 7% no 1S27

A assinatura dos contratos é um passo importante no desenvolvimento dos projetos da empresa e garante a disponibilidade de equipamentos e serviços essenciais para aumentar o fator de recuperação de seus principais campos offshore”, destacou a operadora.

A empresa divulgou no mês passado que o FPSO Petrojarl I, que operava no campo de Atlanta, no bloco BS-4, na Bacia de Santos, desde 2018, estava deixando o campo após oito anos, já que as obras para substituí-lo pelo FPSO Atlanta, adquirido para o Sistema de Desenvolvimento Pleno (FDS) de Atlanta em 2022, estavam quase concluídas.

A empresa interrompeu a produção no campo petrolífero de Papa-Terra, na bacia de Campos, há alguns meses. Como as atividades de manutenção e recuperação de integridade ganharam velocidade, a retomada da produção é esperada para dezembro de 2024.

Omni Táxi Aéreo renova contrato com a TotalEnergies

A Omni Táxi Aéreo, afiliada do Group Omni Helicopters International (OHI), líder em mobilidade aérea offshore na América Latina, tem o orgulho de anunciar a renovação do contrato com a TotalEnergies para atendimento ao campo de Lapa.

Inicialmente firmado por um período de cinco anos, o contrato reforça uma parceria sólida e duradoura, construída ao longo de seis anos de colaboração estratégica e excelência operacional.

Esse marco representa a continuidade de um relacionamento baseado na confiança, na entrega de soluções personalizadas e no compromisso com a segurança e eficiência das operações. Durante o novo período contratual, os serviços serão realizados a partir do aeroporto de Jacarepaguá, no Rio de Janeiro, com o suporte de uma frota moderna e diversificada, composta por aeronaves de grande porte, supermédio e médio, cuidadosamente selecionadas para atender às demandas operacionais da TotalEnergies.

“Agradecemos à TotalEnergies pela confiança renovada e reafirmamos nosso compromisso em oferecer um atendimento de excelência, priorizando a segurança, a eficiência e a melhor experiência para nossos passageiros e parceiros”, destacou Roberto Coimbra, CEO da Omni Táxi Aéreo.

Esta é mais uma renovação de uma parceria que confirma a excelência operacional da empresa.

Sobre a Omni Táxi Aéreo:

A OMNI Táxi Aéreo foi fundada em dezembro de 2000 sobre os pilares de segurança, integração, transparência, integridade e criatividade.

É líder no transporte aéreo offshore na América Latina, oferecendo alta capacidade para atender clientes no mercado de Óleo & Gás e Energia. Oferece serviços de trocas de tripulação, Serviços Médicos de Emergência (EMS), Combate a Incêndios, operações de

Busca e Resgate, bem como serviços especializados de Transporte de Carga em locais remotos e desafiadores. A Omni Táxi Aéreo faz parte do Grupo Omni Helicopters International (OHI).



Foto: Divulgação

Petrobras se aproxima do primeiro óleo enquanto operações de conexão para o 'maior' FPSO do Brasil terminam

A Petrobras concluiu as atividades de ancoragem de seu novo navio flutuante de produção, armazenamento e descarga (FPSO), que é considerado o maior até o momento.



A SBM Offshore obteve uma carta de intenções vinculativa (LoI) para o FPSO Almirante Tamandaré em fevereiro de 2021 e assinou contratos com a Petrobras para o arrendamento e operação do navio por 26, 25 anos em julho de 2021. Depois de deixar um estaleiro chinês logo após uma cerimônia de nomeação, o FPSO chegou ao seu destino em outubro de 2024, dando início às atividades de instalação, conexão e comissionamento para obter o primeiro óleo no início de 2025.

A unidade, que Øivind Tangen, CEO da SBM Offshore, descreve como o “maior FPSO de produção do Brasil” e “o primeiro no Brasil com Notação de Sustentabilidade-1”, recebeu esse nome em homenagem a Joaquim Marques

Lisboa, Marquês de Tamandaré, que foi um herói militar do século XIX e almirante do Exército Imperial Brasileiro.

Carlos Augusto Cardoso Lima, Engenheiro de Equipamentos Submarinos da Petrobras, destacou: “É com muito orgulho que anunciamos a conclusão da ancoragem do FPSO Almirante Tamandaré, instalado no campo de Búzios.

“Este é mais um marco histórico para a SUB, consolidando a ancoragem da nossa maior plataforma de produção! Com muita determinação e uma equipe altamente comprometida, mobilizamos recursos estratégicos para realizar o Hook Up desta gigante, avançando com as operações do contrato EPCI.”

O FPSO tem como destino trabalhar no campo de Búzios, operado pela Petrobras. Com potencial para produzir até 225 mil barris de óleo por dia (bpd) e processar 12 milhões de metros cúbicos de gás por dia, o projeto do FPSO incorpora o casco multipropósito Fast4Ward, novo e construído pela SBM Offshore.

O Engenheiro de Equipamentos Submarinos da Petrobras destacou “Equipes de planejamento, logística, engenharia, embarcações, prestadores de serviços e muitas outras áreas internas e externas, trabalharam de forma coordenada para garantir a entrega no prazo, com foco total na segurança durante a execução dos serviços nos 24 sistemas de atracação deste GIGANTE.

“Este recorde é mais uma prova de que estamos preparados para os desafios do futuro, sempre com o compromisso de operar com segurança, eficiência e agilidade, reforçando o verdadeiro espírito

da Petrobras. E é com muito orgulho que, neste final de semana, embarco neste gigante para contribuir com o time de pull-in, em busca do primeiro óleo! Seguimos em frente!”

Equipado com tecnologias de descarbonização para conter as emissões de gases de efeito estufa, o FPSO Almirante Tamandaré também conta com tecnologia para utilização de calor, eliminando a necessidade de energia adicional, além de equipamentos para remoção de CO2 do gás e sua posterior injeção no reservatório. A unidade terá intensidade estimada de emissão de gases de efeito estufa (GEE) abaixo de 10 kg CO2e/boe.

A Petrobras atingiu uma produção acumulada de 1 bilhão de barris de petróleo de Búzios em março de 2024, com cinco FPSOs operando no campo: P-74, P-75, P-76, P-77 e Almirante Barroso. O consórcio de Búzios engloba a Petrobras (operadora), suas parceiras chinesas, CNOOC e CNODC, ao lado da Pré-sal Petróleo SA – PPSA, empresa gestora dos contratos de partilha de produção (PSCs).

A gigante brasileira também está buscando projetos de desenvolvimento de petróleo e gás fora do Brasil. Recentemente, a empresa confirmou os resultados de uma descoberta de gás na costa da Colômbia.

Um investimento de US\$ 1,2 bilhão é esperado na fase exploratória e outros US\$ 2,9 bilhões na fase de desenvolvimento da produção para viabilizar o projeto colombiano, conforme incluído no ‘ Plano de Negócios 2025-2029 ‘ da Petrobras.

Parceria entre SENAI CIMATEC e Galp viabiliza primeira planta piloto de hidrogênio verde para pesquisa e inovação na Bahia

Projeto localizado em Camaçari é passo importante para posicionar a Bahia na cadeia de valor do hidrogênio verde



Foto: Divulgação

O SENAI CIMATEC e a Galp, através de sua afiliada Petrogal Brasil (JV Galp|Sinopec), vão implantar a primeira planta piloto de hidrogênio verde para pesquisa e inovação na Bahia, envolvendo a cadeia de valor do hidrogênio.

A partir dos investimentos da Galp, proveniente dos recursos da Cláusula de Participação Especial da Agência Nacional de Petróleo (ANP), e da Empresa Brasileira de Pesquisa e Inovação Industrial (EMBRAPII), o projeto prevê a construção de um ambiente multifuncional no CIMATEC Park, localizado em Camaçari, que contará com uma microrrede para geração de energia renovável, planta de produção de hidrogênio, estação de abastecimento veicular e laboratório para testes de combustão e de conversão do Hidrogênio.

O hidrogênio verde é considerado um vetor energético capaz de viabilizar a descarbonização de diferentes setores, incluindo aqueles que possuem uma alta intensidade de

pegada de carbono, bem como de potencializar e/ou acelerar a transição energética. Nesse contexto, o Brasil ocupa uma posição privilegiada no processo de transição energética em curso no mundo e já iniciou a corrida para desenvolvimento de projetos estratégicos focados em viabilizar a difusão do hidrogênio verde em território nacional.

Para o consultor da área de Eficiência Energética do SENAI CIMATEC, Paulo Roberto Freitas Neves, que também está à frente do projeto, “esse projeto é um importante passo para a Bahia se tornar protagonista no desenvolvimento de pesquisa e inovação no tema, assim como contribuir com as metas globais das questões ambientais e consolidar a produção de hidrogênio verde na Bahia em larga escala”, afirma o consultor. Com investimento superior a R\$ 40 milhões, a previsão é que a planta esteja em fase operacional a partir de agosto de 2025.

“Investir em projetos de PD&I (Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação) de hidrogênio verde pode auxiliar na redução das emissões de carbono e na criação de um futuro sustentável. Neste cenário, considerando a capacidade energética do Brasil, o país poderá ter um papel importante na transição energética global, gerando empregos e inovação, enquanto protege o meio ambiente para as próximas gerações”, afirma Heloisa Althoff, responsável pelo gerenciamento do projeto de PD&I da Galp no Brasil.

Oportunidades

Além de potencializar a descarbonização dos setores de petróleo, de energia, de transportes e industrial, o projeto também abre a porta a novos modelos e oportunidades de negócio no âmbito da transição energética, incentiva o desenvolvimento de nova atividade

socioeconômica, bem como a utilização de fontes renováveis e a diversificação da matriz energética. “Essa parceria não é apenas sobre inovação tecnológica, é sobre criar um futuro sustentável e diversificado energeticamente, colocando a Bahia e o Brasil na vanguarda da transição para uma economia verde. Ademais, reforçará a posição do país como líder em energias renováveis, abrindo portas para novas indústrias e tecnologias limpas, essenciais para o futuro do planeta”, declara Paulo Roberto.

Hidrogênio Verde na Bahia

De acordo com os dados do Atlas da Bahia H2V, desenvolvido pelo SENAI CIMATEC para o Governo do Estado, e apresentado na COP 28, em Dubai, a Bahia tem potencial para produzir cerca de 84 milhões de toneladas de Hidrogênio Verde por ano, destacando-se como protagonista na transição energética.

“O Hidrogênio Verde ou renovável é um combustível indispensável para ajudar na descarbonização e a Bahia tem energia em abundância. Com essa infraestrutura, será possível realizar os diversos estudos e testes previstos, relacionados à produção, armazenamento, transporte e aplicação de Hidrogênio Verde no Brasil, considerando tanto o setor de transportes quanto o setor industrial”, revela Neves.

O Atlas, que mapeia as áreas prioritárias para a produção do combustível renovável, detalha o potencial do estado para o desenvolvimento das cadeias produtivas do H2V e seus derivados, além de fornecer informações valiosas para empreendedores, fundos de financiamento, organizações de pesquisa e ambientalistas interessados na promoção e consolidação dessa inovadora cadeia produtiva.

PRIO conclui aquisição de 40% do Campo de Peregrino

Os trâmites formais para a conclusão da aquisição da participação de 40% nos Campos de Peregrino e Pitangola foram finalizados.

A partir desta data, a PRIO passa a integrar o consórcio em conjunto com a Equinor, operadora de Peregrino com 60% de participação. A expectativa da companhia é de aumentar sua produção em aproximadamente 35 mil barris por dia.

“Esse é um passo importante para a PRIO. Nossa intenção é tentar contribuir de alguma maneira para otimizar a operação em sinergia com a Equinor, tendo a estrutura do Cluster Polvo e Tubarão Martelo próximo ao campo.

Aqui no Brasil a Equinor faz um grande trabalho em Peregrino, então para nós é gratificante estar ao lado de um bom operador. Além de contribuir, vamos tentar aprender com eles, do ponto de vista de manutenção, geologia, reservatório, dentre outras coisas. É uma via de mão dupla”, ressalta Roberto Monteiro, CEO da PRIO.

Descoberto em 1994, o Campo de Peregrino teve seu primeiro óleo em 2011 e está localizado a 85 quilômetros da costa, na Bacia de Campos, nos blocos BM-C-7 e BM-C-47 e a 28 quilômetros do Cluster Polvo e Tubarão Martelo.

O Campo está em sua segunda fase de desenvolvimento, que incluiu a instalação da plataforma fixa Peregrino C e a perfuração de novos poços conectados às plataformas A e C.

Atualmente, conta com uma produção de aproximadamente 88 boepd através de seus 26 poços produtores e 6 poços injetores.



fornecedores: produtos/serviços



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

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

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

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

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



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

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



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

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

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



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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

fornecedores: produtos/serviços



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

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

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

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

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

Principais Clientes:



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

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

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

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



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

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

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

CLIQUE AQUI e veja uma breve apresentação da RJ VIP.



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

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

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

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



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

RESINA - O sistema **CHOCKFAST** para alinhamento permanente de compressores e máquinas rotativas consiste de calços de resina epóxi líquida:

- **ORANGE:** Para alinhamentos críticos e de precisão.
- **RED:** Revestimento de alta resistência à compressão;

O que é um calçamento CHOCKFAST?

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

fornecedores: produtos/serviços



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

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

Consulte-nos e visite o nosso site: www.metalinox.com.br



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



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

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

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

- Div.Fluid Control: Equipamentos e projetos para aplicações hidráulicas e pneumáticas de baixas a altíssimas pressões para indústria em geral e Petróleo & Gás

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



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

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

Segmentos:

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

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



End.: Rua Micromazza, 1040 - Br 470
Km 168 - Bairro Solivo
Cep: 95334-000 Vila Flores RS
Tel.: (54) 3447-2700 / 3447-4300
e-mail: micromazza@micromazza.com
Site: <https://www.micromazza.com.br>

Fundada em 1993, A Micromazza é uma das principais fabricantes de válvulas esfera, atendendo a diversos mercados a nível mundial. A empresa oferece produtos, equipamentos e serviços para as indústrias de petróleo e gás. Seu processo industrial assegura uma verticalização total na cadeia produtiva, garantindo aos produtos índices próximos à 100% de conteúdo nacional. Os projetos de válvulas têm sua qualificação confirmada no Laboratório Técnico próprio, onde são realizados os testes Fire-Safe, resistência mecânica e ciclagem de válvulas, com o objetivo de garantir a eficiência, segurança e confiabilidade sob condições extremas de operação.

A Micromazza possui capacidade de se adequar e satisfazer as necessidades de seus clientes através da customização de seus produtos. O rápido crescimento da Micromazza nos mercados globais é a confirmação do compromisso da empresa com os clientes, primando sempre pela qualidade.

[CLIQUE AQUI](#) e baixe nossa Apresentação Institucional.

[CLIQUE AQUI](#) e baixe nosso Catálogo de Produtos.

[CLIQUE AQUI](#) e baixe nossa Apresentação de Fundidos.

[CLIQUE AQUI](#) e baixe nossa Apresentação de Reparo de Válvulas.



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

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

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

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

Emerson. Go Boldly™



End.: Rua Jupiter, 10 - Loja 5
Novo Cavaleiros
Cep: 27930-150 Macaé RJ
Tel.: (22) 2021-1056
e-mail: oilparts@oilparts.com.br
Site: <https://www.oilparts.com.br/>

OILPARTS, empresa com 20 anos de atuação no mercado de oil, gás e energia, tem atendido os principais players deste seguimento, fornecendo os mais variados tipos de válvulas, desde as de simples aplicação até as de aplicações mais específicas e complexas, tanto manuais como operadas por atuadores, elétricos, hidráulicos e pneumáticos. Com profissionais com grande experiência, temos atendido nossos clientes, nas fase de projeto/ Manutenção/Shut Down e Serviços de Testes e Reparos.

- VALVULAS ESFERA TRUNNIONS E FLOATING
- VÁLVULAS ESFERA PÍGAVEIS
- VÁLVULAS ESFERA DOUBLE BLOCK AND BLEED
- VÁLVULAS BORBOLETA CONCÊNTRICAS/BI-EXCÊNTRICAS E TRI-EXCÊNTRICAS
- VÁLVULAS API 6A (GATE/CHOKES/CHECK)
- VÁLVULAS ESFERA SUB SEA
- VÁLVULAS PARA INSTRUMENTAÇÃO ANILHA DUPLA
- VÁLVULAS PARA INSTRUMENTAÇÃO ALTA PRESSÃO 60.000 PSI
- VÁLVULAS DE SEGURANÇA

Consulte-nos: oilparts@oilparts.com.br

fornecedores:

produtos/serviços



End.: Rua Aracati, 162
- Penha
Cep: 03630-000 Macaé RJ
Tel.: (11) 2092-6300
e-mail: contato@icaterm.com.br
Site: <https://www.icaterm.com.br/>

A icaterm atua desde 2001 no mercado de Caldeiras, Aquecedores e Queimadores, disponibiliza uma linha de equipamentos diferenciados de alta qualidade oriundos de empresas renomadas mundiais, com a responsabilidade de oferecer aos clientes, as melhores soluções energéticas e de combustão para processos diversos e os melhores equipamentos, sempre visando a melhor solução, o menor consumo, a maior segurança e a satisfação na relação custo benefício do investimento.

Atualmente trabalhamos com queimadores monobloco de tecnologia Alemã que variam de 25.800 kcal a 10.000.000 Kcal/h para utilização de combustíveis como Gás Natural, GLP, Óleo Diesel e Óleo BPF e agregados que utilizam componentes universais altamente qualificados e renomados tais como, programadores de Chama Modelos LGB-21 e 22, LOA-21 e 24 e a linha LFL Siemens, Válvulas de Gás Dungs e Madas e demais componentes Siemens, Dungs e Telemecanique, de fácil acesso no mercado. Na área de produção de vapor, fornecemos a mais alta tecnologia, colocando a disposição do cliente Geradores de Vapor à Prova de Explosão atendendo a todas as normas e certificações mundiais, produzidos pela Clayton, com matriz nos USA e fábricas no México e Bélgica. Com capacidades entre 154 Kg/h e 23 Ton de produção de "vapor seco", operam com pressões de trabalho até 200 bar.

SUA MARCA ANUNCIE AQUI

APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:



ASDO heavy lifting & mooring

Hannöversche Straße 48
44143 Dortmund
Germany
Phone number: +49 231 5 17 01-0
E-mail address: shackles@asdo.de
Website: www.anker.de

A nker Schroeder has been forging steel for over a century and large heavy duty shackles have been manufactured in Dortmund for over 60 years. If you are looking for high-quality heavy-duty shackles for your industrial, construction or offshore needs, then look no further than ASDO heavy-duty shackles. Our shackles are designed to provide superior strength and safety, ensuring reliable and secure load lifting and transportation. ASDO heavy-duty shackles are made with only the best quality materials, including high-grade and alloy steel, to resist wear and extreme weather conditions. They are available in various sizes and specials can be made to suit your specific lifting or anchoring needs.

The ASDO production process is zero-waste, optimised, and flexible, which makes the manufacturing of even custom-made shackles cost-effective. Whether you need them for rigging, towing, anchoring or heavy lifting, ASDO heavy-duty shackles can handle it all. We provide different types of shackles, such as:

- Anchor shackles
- D-Shackles
- Chain shackles
- Bow shackles

SUA MARCA ANUNCIE AQUI

APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:



K. LUND do Brasil

- an Imenco company

End.: Rua do Torrasta, S/N – Lote 3
- Quadra H – ZEN
Cep: 28899-016 Rio das Ostras RJ
Tel.: (22) 99221-9007
e-mail: rhca@kl-offshore.com.br
Site: <https://kl-offshore.com.br/>

K. LUND-IMENCO is norwegian company established in Brazil since 2005 and all our business is related to the Oil&Gas market. Offering solution for lifting and cargo handling equipment rental of load, we have the biggest rental fleet of equipments such pneumatic, hydraulic, electric winches up to 30ton, manual, electric and pneumatic hoist and trolley up to 25ton and accessories, all tested and certificate.

We have a very good technical team with large experience to perform repair/maintenance, inspection and load tests of hydraulic and pneumatic equipments such Pull In/Anchor winches, cranes, overhead cranes and their systems as well. Also we have a large rental department of lifting equipment ready for shipment.

SUA MARCA ANUNCIE AQUI

APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS: