

Revista digital Oil & Gas Brasil



Ano 2022 . Edição 33 . nº 033

- * Petrobras assina contrato de construção da plataforma P-83
- * TechnipFMC obtém contrato com a TotalEnergies
- * FPSO Anita Garibaldi sai do estaleiro da China rumo ao Brasil
- * Shell garante sonda da Maersk para operações no Brasil
- * Oxiteno lança três novas linhas para indústria de Petróleo e Gás

Reate: os avanços em cinco anos



Entrevista exclusiva



Rodrigo Ribeiro, *presidente*
Telmo Ghiorzi, *secretário executivo da Associação Brasileira das Empresas de Serv. de Petróleo (ABESPetro)*

Queremos ser agentes promotores da segurança

A indústria de óleo e gás se reencontra na Rio Oil & Gas





AMBIENTAL

A Eurofins, com seu expertise global e seu vasto portfólio, tem a solução analítica para atender a demanda de monitoramento em diferentes matrizes.

Petróleo: A Eurofins conta com estrutura para analisar e fornecer dados analíticos, atendendo as diretrizes ANP, para avaliação, controle e pesquisa em geoquímica, utilizando-se de seu extenso banco de dados e estrutura preparada para o processamento de diferentes matrizes, tais como óleos, rochas geradoras, e sedimentos das bacias sedimentares.

Produtos Químicos: A Eurofins conta com estrutura para analisar e fornecer dados analíticos, atendendo as diretrizes ANP e requisitos legais IBAMA, órgão ambientais estaduais, para avaliação e controle de produtos químicos dos setores de mineração, extração de petróleo e saneamento.

Combustíveis: A Eurofins conta com estrutura para analisar e fornecer dados analíticos, atendendo as diretrizes ANP, para avaliação e controle de qualidade de combustíveis, incluindo biometano.

Caracterização geoquímica do óleo derramado: A Eurofins conta com estrutura para analisar e fornecer dados analíticos em amostras de óleo coletadas em corpos de água ou solo, provenientes de vazamentos. Marcadores biológicos do óleo analisados são comparados com óleos dos possíveis locais de origem na época do derramamento, reportando a proveniência do vazamento, através da correlação dos resultados obtidos entre as amostras de óleo derramado e o óleo suspeito.



O time multidisciplinar qualificado garante o suporte aos profissionais da área de petróleo, combustíveis e produtos químicos, para escolha das melhores soluções analíticas.

Fale com nosso time comercial!
comercialambiental@eurofins.com
Móvel: 11 9 8887 4665 Fixo: 11 4942 7802



Sumário

5 matéria de capa

11 cobertura ROG 2022

15 entrevista exclusiva

18 petróleo e gás

Seções:

03 sumário

04 editorial

9 petróleo e gás

19 petróleo e gás

21 petróleo e gás

29 petróleo e gás

31 rio oil & gas

34 rio oil & gas

37 rio oil & gas

40 rio oil & gas

43 petróleo e gás

45 petróleo e gás

48 petróle e gás

51 petróleo e gás

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

Diretora: Renata Soares **Reportagem:** Flávia Vaz e Julia Vaz
Editora: Flávia Vaz **Comercial:** Irys Lima / Leandro Jesus / Lorrane Fourny
Diagramação: MJB Editores Associados **Fotos:** Banco de imagens da Petrobras, Ag. Petrobras, ANP e Redação. **Circulação:** Mensal envio para + 30 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

Rio Oil & Gas tem recorde...

Retomada em formato presencial deixa legado para a cidade do Rio de Janeiro com reforma do Armazém Kobra. No encerramento, IBP premiou profissionais que contribuíram para o desenvolvimento da indústria de óleo e gás

A 20ª edição da Rio Oil & Gas encerrou com número recorde de participações: mais de 58 mil visitantes durante os quatro dias do evento que contou com mais de 400 expositores, reunidos em um espaço de mais de 51 mil m², na maior ocupação no Boulevard Olímpico desde as Olimpíadas Rio 2016.

No total foram 268 horas de conteúdo presencial e 450 online. “Deixamos um legado muito importante de conhecimento para o nosso setor, nessa retomada no formato presencial, em um local acessível e democrático”, ressaltou Fernanda Delgado, diretora executiva Corporativa do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, o IBP, na cerimônia de encerramento do evento. Pela primeira vez, a Rio Oil & Gas foi realizada em 6 pavilhões do Boulevard Olímpico, local que deve sediar a próxima edição do evento 2024, segundo Delgado.

O engenheiro José Formigli recebeu, ao final do evento, o Prêmio Leopoldo Miguez, por sua contribuição para a indústria brasileira de óleo e gás. O IBP também entregou o Prêmio Plínio Cantanhede para os melhores trabalhos técnicos, em seis categorias (upstream, mid e downstream, gás natural e energia, transformação digital, ESG e transição energética), entre mais de 500 inscritos.

boa leitura!

A editora



Foto: Divulgação

Reate: os avanços em cinco anos

Com as independentes assumindo a operação de campos maduros e as mudanças na regulação, inclusive de royalties, programa ganhou fôlego nos últimos dois.

Por Julia Vaz



O Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (Reate) vem avançando, ainda que lentamente, graças à ‘energia’ empreendedora das companhias independentes. Lançado em janeiro de 2017, em evento do Governo realizado em Salvador, o programa tinha como objetivos estratégicos “revitalizar as atividades de E&P em áreas terrestres no território nacional; estimular o desenvolvimento local e regional; e aumentar a competitividade da indústria petrolífera onshore nacional”.

Na época, a produção nacional terrestre era de 272mil barris de óleo equivalente por dia (boed), dos quais 136 mil barris de petróleo (bbl/d) e 21,5 milhões de metros cúbicos de gás por dia (m3/dia), provenientes de 207 campos, a maior parte ainda operados pela Petrobras. No ano seguinte, alguns avanços foram registrados, com ações do Ministério de Minas

e Energia (MME) e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), atendendo a determinações do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Uma das primeiras medidas adotadas visando atender aos objetivos do programa foram a implementação do sistema de oferta permanente de blocos exploratórios e campos marginais pela ANP. Logo depois, iniciou-se a discussão em torno da adequação dos percentuais de royalties de novos contratos aos ambientes de elevado risco exploratório e baixo potencial petrolífero, relativos às bacias maduras e de novas fronteiras.

A ANP também promoveu uma simplificação de exigências contratuais para jazidas de baixa materialidade, relativos à medição por exemplo e criou uma coordenação de E&P terrestre na ANP, para facilitar a comunicação e solução de problemas relativos à regulação. Somou-se a essa iniciativa o pacote de projetos de desinvestimento de campos maduros da Petrobras, denominados por Ártico e Topázio, que promoveriam o aumento do número de operadores em terra. Contudo, o desinvestimento caminhará de forma lenta.

Visando acelerar esse processo e alavancar o programa, em dezembro de 2019, o Governo lançou a segunda versão, denominada Reate2020 (Resolução CNPE nº 27, de 12/12/2019), buscando “avançar ainda mais na implantação de uma política nacional que fortaleça a atividade de E&P de petróleo e gás natural em áreas terrestres no Brasil, criando sinergias entre os produtores, fornecedores e financiadores dessa atividade para aumentar a exploração e produção competitiva de petróleo, e principalmente, gás natural em terra, visando uma indústria de E&P terrestre forte e competitiva, com produção crescente e com pluralidade de operadores e fornecedores de bens e serviços.” A expectativa do Governo com o novo Reate, a partir de maior sinergia entre os

agentes, “é aumentar agilidade e eficácia do licenciamento ambiental; aprimorar diretrizes energéticas e regulatórias; viabilizar a produção de recursos em reservatório de baixa permeabilidade de forma sustentável; e incrementar o número de atores na E&P e em suas cadeias de valor e produtiva.”

Em janeiro de 2020 a produção nacional terrestre era de 99,7 mil bbl/d de petróleo (queda de 37mil barris em relação a janeiro de 2017) e 26,7 milhões de m3/dia – uma alta de aproximadamente 30% em relação ao início do Reate).

Foi dada a largada!

O Reate avançou um pouco mais, a despeito da pandemia de Covid-19, que ‘varreu’ o mundo e impactou a economia global. A indústria de óleo e gás também foi impactada. Contudo, houve avanços no programa de desinvestimentos, com a conclusão de repasse de operações para as independentes como 3R Petroleum, PetroReconcavo, bem com maior atuação dessas companhias na oferta permanente, fazendo com que ganhassem espaço nesse cenário novos players como Maha Energy, Alvopetro, Domo Energia, Eneva, Imetame, Origem, entre outros.

Ainda há muito por fazer, segundo a Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP), que congrega 37 associados divididos entre operadores, fornecedores e aspirantes, que atuam em 13 estados, no onshore e offshore brasileiro.

“Multiplicamos nossa produção nos últimos anos. Saímos de 3 mil boed em 2017, para 150 mil boed”, afiança secretário executivo na ABPIP, Anabal Santos Jr., diretor na Solução Energia, em evento realizado no Rio de Janeiro, no dia 28 de setembro, que



Rua Cadiriri, 1013 – Parque da Mooca
São Paulo – SP – 03109-040



(11) 3346-5222



acoscaporal@caporal.com.br



www.caporal.com.br

40
ANOS



AÇOS CAPORAL

Tubos de Aço Inoxidável



Fundada em 1982

Desde a fundação de nossa empresa, comercializamos tubos de Aço Inoxidável, fornecendo para os mais variados setores, como as indústrias química, moveleira, alimentícia e farmacêutica e também para os pólos petroquímicos e os mercados de papel e celulose.

Estoque a Pronta Entrega

Devido ao nosso estoque de **mais de 1.200 toneladas** de tubos, a **AÇOS CAPORAL** atende a todas as regiões do país, quase em sua totalidade no sistema de pronta entrega. Comercializamos Tubos com e sem costura; quadrados e retangulares; mecânicos e capilares; em diversas ligas e nas diversas normas ASTM.



contou com a participação do CEO da PetroRecôncavo, Marcelo Magalhães, e diretor de Relações Institucionais na Perenco, Leonardo Caldas.

Os executivos lembraram que a despeito a falta de alocação de recurso em ativos que estavam no programa ade desinvestimento da Petrobras, desde que assumiram operação vêm aumentando gradativamente a produção, tanto de óleo com o de gás natural. “Hoje, investimentos na produção de hidrocarbonetos como um todo. E temos aumentado a produção de gás natural, energético que não era benquisto há alguns anos, pois agora temos uma rede de distribuição aberta, pronta para absorver nosso gás”, observou Marcelo Magalhães, que é vice-presidente da BPIP.

A produtora independente, que em 12 meses registrou um aumento de 182% na receita líquida, equivalente a um valor acumulado de R\$1,4 bilhão, registrou uma produção média de 20.528 boed no segundo trimestre de 2022, com destaque para o Polo Miranga, que produziu uma média de 5.415 barris boed, um incremento de 80% desde que assumiu a



Foto: Anabela Santos Jr. - Secretário executivo na ABPIP

operação desse ativo. Esse polo, adquirido da Petrobras, é integrado por nove concessões: Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuípe, Miranga, Miranga Norte, Riacho São Pedro, Rio Pipiri e Sussuarana. O gás natural passou a representar aproximadamente 40% da produção (em barris de óleo equivalente) da PetroRecôncavo, que tem firmado contratos para fornecimento de gás natural para quatro importantes distribuidoras no Nordeste, incluindo um contrato interruptível com a Bahiagás. Outro bom exemplo da ação das independentes, que vem mudando o cenário, é a 3R Petroleum, que dobrou a produção em 2021 (em relação a 2020) e está duplicando novamente este ano, em apenas 9 meses, alcançando 16 mil boed - mais que o dobro da média de 7,85 mil boed produzida no final de 2021. Só na bacia do Recôncavo, a petroleira saiu de mil boed para 6,2 mil boed em agosto, depois de assumir a operação em maio deste ano.

O CEO da 3R Petroleum, Ricardo Savini, tem reiterado que elevar o fator de recuperação dos poços é uma grande oportunidade para as empresas que adquiriram ativos no programa de desinvestimento da Petrobras.

“Pretendemos duplicar a produção. Atualmente, extraímos uma média de 45 mil barris de produção e queremos chegar em 2026 com cerca de 100 mil barris anuais, mais que duplicando a nossa capacidade”, afirmou Savini. Ele participou de um painel sobre a retomada do setor onshore, realizado no último dia (29/09) da Rio Oil & Gas (que começou no dia 26/09), ao lado de Marcelo Magalhães (PetroRecôncavo), Caetano Machado, CEO da Mandacaru, e Luna Viana, COO da Origem Energia.

Em fevereiro desse ano, a presidente da ABPIP, Luciana Borges, havia destacado em um artigo as “enormes oportunidades ainda para serem capturadas pelo aumento da produção dos campos maduros, pelo aumento do fator de recuperação dos reservatórios (muito baixo quando comparados ao resto do mundo), pelo incremento da baixa taxa de atividades exploratórias”. General manager da Maha Energia, ela é uma das lideranças femininas que vêm construindo a diversidade do setor.

Novas medidas

Nos últimos dois meses, vem sendo implementadas novas ações que visam estimular o setor a avançar a passos mais largos. No dia 18 de agosto, o governo publicou o decreto nº 11.175/ 2022, que altera o decreto nº 2.705/98, permitindo que a ANP inclua, em sua agenda regulatória, a revisão da metodologia de cálculo dos preços de referência utilizados para calcular as participações governamentais aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural (E&P). Com o novo decreto, o ministério sinaliza que a reguladora poderá que a ANP poderá considerar aspectos da comercialização da produção de petróleo e gás natural das empresas de pequeno e médio porte. Mais um aprimoramento na regulação de forma a torná-la mais aderente a um cenário com agentes de diversos portes, incluindo pequenos e médios produtores. A medida visa ampliar a participação de players não somente no Reate como também no Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos (Promar).

E o Comitê de Águas Rasas e Atividades Terrestres deve acelerar



Foto: Marcelo Magalhães - PetroRecôncavo

matéria de capa (continuação)

as atividades do grupo de trabalho conjunto com associados da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP) sobre o Licenciamento Ambiental Onshore. Esse é um ponto chave para as independentes, que querem novos aprimoramentos, como a simplificação de procedimento e menos prazo de cessão dos contratos de concessão e a criação da superintendência de Campos Madurose Marginais, bem como a implantação de Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) e Medida Recuperadora de Conduta (MRC) na ANP.

Em agosto, o ex-diretor da ANP, Flipe Kury, no artigo “Como revolucionar a exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres?”, apontou as melhorias consolidadas no arcabouço regulatório: “redução de royalties de 10% para 5% da produção incremental em campos maduros; redução de royalties para pequenas empresas de

5% e médias empresas de 7,5%; acesso a dados técnicos das áreas terrestres sem custo para as empresas; simplificação dos contratos de concessão; além da adequação dos requisitos para exploração e produção em áreas terrestres referentes à segurança operacional.”

Lembrou ainda que o “número de empresas operando em áreas terrestres vem crescendo, de 37, em 2016, para 52 em 2022, mas, certamente, o ritmo ainda está muito aquém do que poderia ser.” Para ele, “ainda existem importantes desafios a serem tratados, tais como a simplificação e agilidade na obtenção de licença ambiental ; financiamento específico para esta atividade; escoamento da produção (comercialização da produção a preços competitivos); redução de royalties para campos marginais; além de incentivos para reduzir o risco exploratório, entre outros.”

Kury destaca ainda que é preciso “melhorar a comunicação com a

sociedade para mostrar a transformação socioeconômico que descobertas de petróleo e gás natural em áreas terrestres podem trazer para a sociedade, para o setor e para o Brasil.”

O acesso aos dados técnicos foi um dos destaques do estande da ANP na Rio Oil & Gas. Além de palestras e apresentações sobre o tema. A reguladora havia ido mais além disso ao desenvolver um site para a disponibilização dos dados públicos terrestres, em parceria com o Serviço Geológico do Brasil – CPRM, por meio do Acordo de Cooperação existente entre as duas instituições. A página reate.cprm.gov.br/anp/, lançada em maio do ano passado, concretiza a entrega desses dados pela internet.

O mercado aguarda novas medidas. Mas não ficou de braços cruzados. Revitalização está na ordem do dia das companhias independentes de petróleo.



Transporte Aéreo
Desembarço Aduaneiro
Armazenagem e Distribuição

Transporte Marítimo
Logística Integrada
Projetos Especiais

*Motivados por soluções sem limites de fronteiras,
consolidamos experiência e modernidade para
oferecer serviços logísticos completos e customizados.*

***Buscando sempre entregar a melhor
gestão logística aos nossos clientes***

tasklogistics.com.br · task@tasklogistics.com.br · (11) 5574.0693

São Paulo · Alphaville · Campinas · Curitiba · Jundiaí · Rio de Janeiro · Santos · São José dos Campos

Petrobras divulga startups vencedoras de edital inovação de R\$ 20 milhões

Além do investimento, empresas também recebem mentoria para o desenvolvimento dos projetos e dos modelos de negócio.



A Petrobras divulgou as 23 startups vencedoras do 4º edital do Módulo Startups, do Programa Petrobras Conexões para Inovação, em parceria com o Sebrae.

A seleção, em nível nacional, recebeu propostas nas áreas de: robótica, redução de carbono, tecnologias digitais, corrosão, modelagem geológica e tecnologias de inspeção.

O início dos projetos está previsto para dezembro e as empresas podem receber valores de até R\$ 500 mil ou até R\$ 1,5 milhão, dependendo da complexidade das demandas.

As empresas vencedoras recebem valores de até R\$ 500 mil, para os desafios tecnológicos soft tech, baseados em softwares eventualmente integrados a plataformas de hardware já maduras, ou até R\$ 1,5 milhão para os deep tech, que envolvem pesquisa avançada, incluindo as baseadas em

software de alto desempenho, novas plataformas de hardware e novos materiais. Nos últimos três anos, a companhia investiu cerca de R\$ 36 milhões no Módulo Startups do programa Petrobras Conexões para Inovação. Esse módulo contribui para o desenvolvimento de tecnologias e serviços inovadores, acelerando a incorporação de inovações na empresa.

Nas edições anteriores foram selecionadas 37 empresas para desenvolvimento de soluções, aproximando as startups das demandas da indústria de óleo e gás.

As empresas vencedoras recebem investimento financeiro e mentoria para qualificarem suas soluções e evoluírem seus modelos de negócios. Ao final do desenvolvimento dos projetos, existe a possibilidade das empresas se tornarem fornecedoras da Petrobras, com potencial de escalar na indústria nacional e internacional.

O Módulo Startups surgiu do interesse da Petrobras em estreitar o relacionamento com o ecossistema de inovação, especificamente com startups e pequenas empresas de base tecnológica.

O investimento visa capturar valor atendendo demandas mapeadas internamente na companhia a partir do desenvolvimento ágil de soluções inovadoras com possibilidade de implantação. Por meio do programa, a empresa compartilha de forma sistemática os seus desafios e aporta recursos nas startups que se interessem em cooperar para resolvê-los.

Conexões

Desde o seu lançamento, o programa Petrobras Conexões para Inovação evoluiu, e já abriga 8 diferentes módulos: Startups, Parcerias Tecnológicas, Transferência de Tecnologias, Aquisição de Soluções, Ignição, Encomendas Tecnológicas, Open Lab e

Residentes. Todos os módulos têm o objetivo de acelerar a inovação conectando todo o ecossistema: pessoas inovadoras, startups, Instituições de Ciência e Tecnologia (ICTs), universidades e empresas. A Petrobras tem, atualmente, uma carteira de mais de R\$ 3 bi contratada, com mais de 150 parceiros tecnológicos, nas diversas modalidades de contratação e acordos de cooperação.

As empresas vencedoras do edital 2022 do Módulo Startups são das regiões Centro-Oeste, Nordeste, Sudeste e Sul:

Área Tecnológica	Empresa	Estado
Tecnologias Digitais	AA LINHARES	RJ
Corrosão	AEROCOM INDUSTRIA E COMERCIO LTDA	MG
Tecnologias Digitais	ALGR INTELIGÊNCIA DAS COISAS LTDA	RJ
Tecnologias Digitais	C3M TECNOLOGIAS	MG
Redução de Carbono	CONDEPORTS INVEST CONSULTORIA E GESTAO EMPRESARIAL LTDA	RJ
Redução de Carbono	DR WARS LABORATORIES EIRELI	RJ
Redução de Carbono	GOLEDGER TECNOLOGIA E PARTICIPAÇÕES LTDA	DF
Tecnologias Digitais	HAI INOVAÇÃO E SERVIÇOS TECNOLÓGICOS LTDA	RJ
Tecnologias de Inspeção	I-DUTTO – SOLUÇÕES EM LOCALIZAÇÃO E IDENTIFICAÇÃO ELETRÔNICA LTDA	RJ
Tecnologias Digitais	IMMER MESSEN	PR
Robótica	INSTOR PROJETOS E ROBÓTICA	RS
Corrosão	INTEGRA LASER - INTEGRAÇÃO E AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS DE TECNOLOGIA A LASER LTDA	SC
Modelagem Geológica	INVISION GEOFISICA	RJ
Tecnologias Digitais	MATEMATICA EXECUTIVA CONSULTORIA LTDA	RJ
Tecnologias Digitais	MINERVA CONTROLS SOLUÇÕES	SP
Tecnologias Digitais	OPTIMATECH	RJ
Tecnologias Digitais	PIX FORCE	RS
Tecnologias Digitais	PROMEC PROJETOS E MODELAGENS EM ENGENHARIA E COMPUTAÇÃO LTDA	RJ
Tecnologias Digitais	R2 – SOLUÇÕES EM DESENVOLVIMENTO DE TECNOLOGIAS DIGITAIS PARA A INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS LTDA	PR
Tecnologias Digitais	RZX CIENCIA SEGURANCA E EFICIENCIA LTDA	MG
Redução de Carbono	SELLETIVA - SOLUÇÕES EM LOGÍSTICA REVERSA	CE
Tecnologias Digitais	SENSE PLUS	SP
Tecnologias Digitais	WIKKI BRASIL	RJ



As Indústrias de Óleo e Gás desempenham um papel fundamental nos dias de hoje. As demandas são constantes e as mudanças incessantes.

Esses desafios movem a **BERCAF DO BRASIL** em uma participação e confiabilidade crescente nesse mercado que evolui muito rápido.

Com a nossa experiência fabricando equipamentos de alta complexidade e entregando projetos em formato turn key, a **BERCAF DO BRASIL** consolida sua posição como parceiro comprometido com a qualidade, soluções sob medida e investimentos constante em tecnologia.



Conheça alguns de nossos equipamentos para o segmento de **Óleo & Gás:**

- Skid Roller;
- Tensionador;
- Carrossel;
- Plataformas off loading;
- Tapping head;
- Armadora;
- Flexlock;
- Carcass;
- Rewind;
- Linhas de Extrusão;
- Reel drive system;



BERCAF DO BRASIL

RUA PEDRO LUIZ COPPINI, 30/40/80

CAPUÁVA | MAUÁ / SÃO PAULO CEP 09.380-220

+55 11 3705 7248 | +55 11 95407 5454

WWW.BERCAF.COM.BR



A indústria de óleo e gás se reencontra na Rio Oil & Gas

O maior evento a indústria petrolífera na América Latina sinaliza reaquecimento de um setor que busca novos rumos no cenário de transição energética.



Foto: Divulgação

Os números não deixam dúvidas. Mais do que uma exposição e congresso, a Rio Oil & Gas 2022 foi, efetivamente, um grande reencontro da indústria de óleo e gás: realizada entre os dias 26 e 29 de setembro, recebeu mais de 58 mil visitantes.

O evento promoveu a maior ocupação do Boulevard Olímpico desde as Olimpíadas Rio 2016: os mais de 400 expositores, entre operadoras, empresas da cadeia produtiva, instituições setoriais, órgãos públicos e entidades governamentais de apoio à indústria de energia, ocuparam uma área total de mais de 51 mil m². Além de estandes de empresas dos cinco continentes, nove países ainda nove pavilhões internacionais: Angola, Alemanha, Argentina, Áustria, Irã, Itália, Reino Unido, França e Noruega.

A 20ª edição da Rio Oil & Gas, que é realizada a cada dois anos desde 1982, refletiu as transformações pelo qual passaram não somente a indústria como o mundo, após a pandemia de Covid-19: o novo normal é híbrido, mesclando as ferramentas digitais para possibilitar eventos online ao mesmo tempo em que se realizavam sessões técnicas, painéis, apresentações de trabalhos, somando 268 horas de conteúdo presencial e 450 online.

Transição energética

A maior feira e congresso do setor de óleo e gás na América Latina ocupou os armazéns do Porto Maravilha, com eventos em outros espaços emblemáticos, como o Museu do Amanhã, no qual foi realizada a solenidade de abertura, na qual o presidente do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), Roberto Ardenghy, observou que a ROG híbrida “é sinal dos novos tempos – do hoje e do amanhã”. Ele destacou que a indústria do petróleo vai investir US\$ 183 bilhões no Brasil, nos próximos dez anos, gerando a

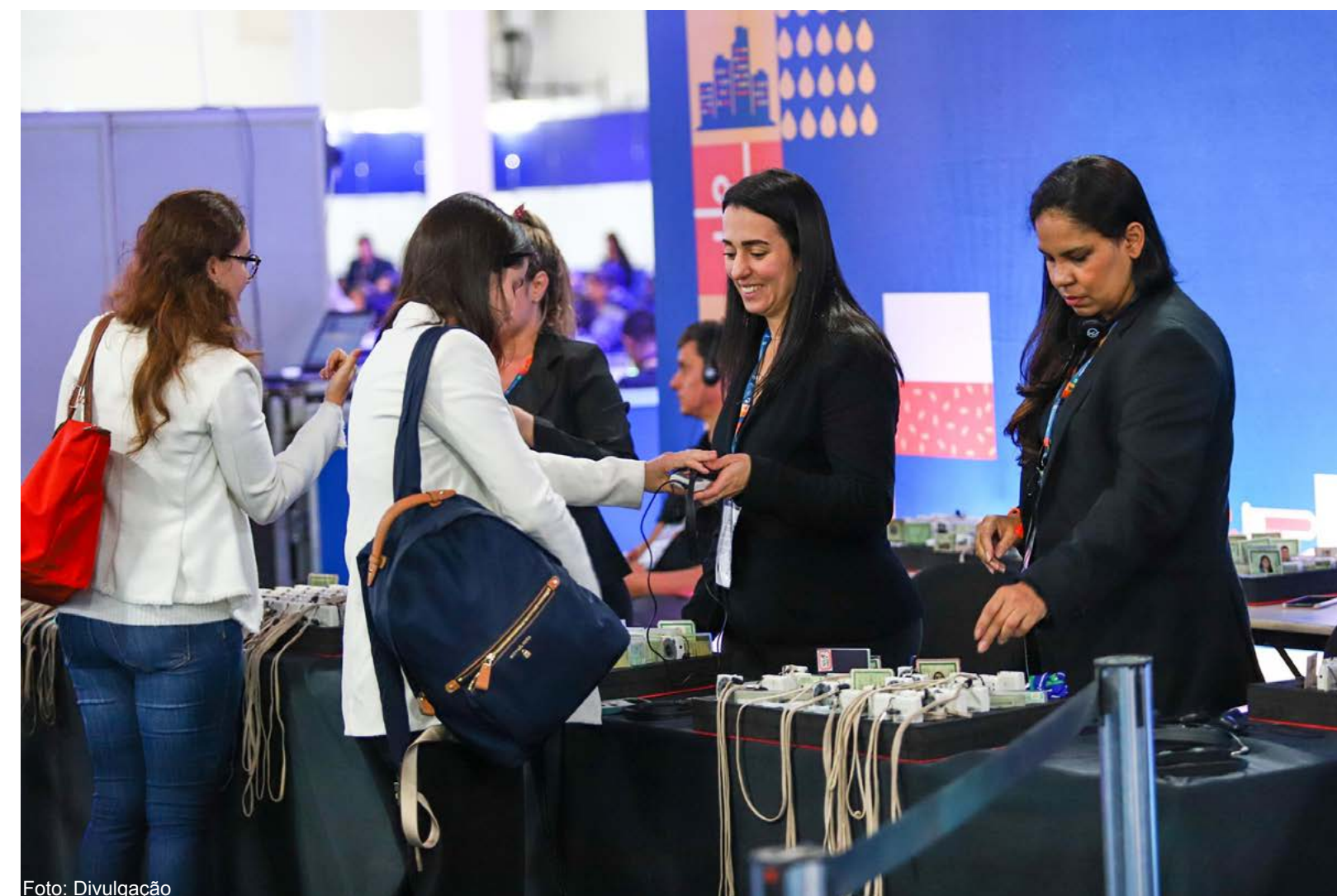


Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

expectativa de que sejam criados 500 mil empregos e recolhidos US\$ 622 bilhões aos cofres públicos com a produção de petróleo e gás, no país.

Ardenghy pontuou que o futuro da indústria do petróleo é descarbonizado, seguro, eficiente, diverso e inclusivo. O setor, atualmente, produz 3,5 milhões de barris de óleo equivalente (boe) por dia e transporta 400 milhões de litros de combustíveis pelo país. “Tudo isto com segurança, eficiência operacional e extremo cuidado ambiental”, frisou.

O presidente da Petrobras, Caio Paes de Andrade, que participou virtualmente do evento, reiterou que o pré-sal é prioritário na estratégia da empresa, apontando ainda a margem equatorial, no litoral norte do país, como uma das mais importantes províncias petrolíferas disponíveis no mundo. Ele salientou que a companhia tem muito a contribuir na abertura do setor e no processo de transição energética. “A Petrobras quer seguir



Ambipar, a líder em gestão ambiental, esteve presente na Rio Oil & Gas 2022.

Com mais de 400 bases operacionais e presença em 39 países, conte com a Ambipar para apoiar sua empresa nos momentos de crises.

A **Ambipar Response**, protege o meio ambiente, a sociedade e a sua empresa.



Vendas:

+55 11 3526-3526 | +55 19 99999-9584

vendas@ambipar.com | www.ambipar.com



cobertura da rio oil & gas

adiante no caminho da abertura o mercado, da atração do capital privado e das boas práticas de governança. Temos diversos motivos para sermos protagonista na transição energética que é fundamental para o planeta”, afirmou.

“Trabalhamos sem descanso para neutralizar as emissões, em linha com o prazo determinado no Acordo de Paris. A companhia planeja investir US\$ 2,8 bilhões nos próximos anos para a mitigação de emissões. Além disso, estamos dando início a uma nova geração de combustíveis, como o diesel renovável e bioquerosene de aviação. A Petrobras é uma empresa permanentemente em transformação”, concluiu o executivo.

“Enxergamos a produção de petróleo como sustentável, ainda mais em combinação com outras fontes de energia no nosso portfólio”, complementou Rafael Chaves, diretor de relacionamento institucional da Petrobras.

O prefeito do Rio, Eduardo Paes, agradeceu a escolha do local. “Aqui, se permite viver um pouco mais a realidade da cidade do Rio de Janeiro. É um orgulho receber a **Rio Oil & Gas** aqui. Nesse momento em que ouvimos falar tanto em sustentabilidade e descarbonização, entendemos que essa é uma vocação da cidade”, observou.

Além de comprovar, de forma inequívoca, que a região revitalizada na última década tem toda a infraestrutura necessária para abrigar eventos internacionais, a **Rio Oil & Gas** deixa como legado para a cidade um espaço emblemático totalmente reformado: o Armazém Kobra, que traz o mural ‘Etnias’, do artista Eduardo Kobra (renomeado para Armazém IBP durante a ROG), que era utilizado até então como estacionamento e agora poderá abrigar os mais variados tipos de eventos e atividades.

Reconhecimento

Duas importantes premiações, já tradicionais na ROG, que

busca reconhecer profissionais que contribuíram para o desenvolvimento da indústria de óleo e gás, foram um dos pontos altos do evento deste ano.

O engenheiro José Formigli recebeu o prêmio Leopoldo Miguez, que homenageia um dos fundadores do IBP e do Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes). Este prêmio já consagrou 17 personalidades que contribuíram para o desenvolvimento da indústria de O&G.

Com mais de 32 anos de trajetória na Petrobras, na qual ocupou diversos cargos executivos, incluindo a gerência executiva do Pré-sal e a diretoria de Exploração e Produção, Formigli é um dos mais respeitados profissionais da indústria, tendo participado de projetos emblemáticos tanto no desenvolvimento da bacia de Campos como no pré-sal. O IBP também entregou o Prêmio Plínio Cantanhede para os melhores trabalhos técnicos, entre os mais de 500 inscritos, em seis categorias – upstream, mid e downstream,



Foto: Divulgação

gás natural e energia, transformação digital, ESG e transição energética.

Prêmio Plínio Cantanhede

Upstream – Tyra Topside Decommissioning Using Steam Case Study - Jan Erik Eriksen e Gustavo Eiras Geraldes Duarte (IKM Testing)

Midstream e Downstream – Um modelo autônomo nas operações de caminhões-tanques nos terminais de distribuição de combustíveis - Izabelle Maria Anolin Bastos Gomes, Davi de Franca Carneiro, Felipe Leite Fagundes, João Guilherme Lisboa, Vicente Ferrer do Carmo, Eduardo Pedreira Porfiro, Marcos Vinicius de Miranda, Marcos Vinícios Gonçalves, Ulisses Cypriano dos Santos, Claudia Reigada Marques de Vasconcelos (Vibra Energia)

Gás Natural e Energia – indicadores de competitividade regulatória de gás natural nos estados brasileiros - Natália Seyko Inocencio Aoyama, Juliana Rodrigues de Melo Silva e Adrianno Farias Lorenzon (Abrace - Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia e Consumidores Livres.)

Transformação Digital – A New Application For Scal & PVT To Manage, Analyze, Simulate & Integrate Data Throughout The Rock And Fluid Characterization Workflow - Sofia Pamplona Bittencourt, Vinicius Girardi Silva e Igor Tibes Ghisi (ESSS – Engineering Simulation And Scientific Software)

ESG - ESG na indústria de óleo e gás – Importância da mentoria na diversidade de gênero - Keurrie Cipriano e Carla Rosa Cabral (Petrobras)

Transição Energética - Opções tecnológicas para operação da Refinaria Abreu E Lima em um cenário de Brasil CO2 neutro em 2025 - Aline Teixeira de Carvalho, Pedro Rua Rodriguez Rochedo, Alexandre Szklo e Roberto Schaeffer (Coppe/UFRJ)

Menção Honrosa Edição 2022

Upstream - Nova tecnologia Covallox – o segredo mais bem guardado até agora - Leonardo Mukim ee Moraes (Jotun)

Midstream e Downstream – Avaliação técnico-econômica do potencial de coprocessamento de biomassa no parque de refino nacional - Letícia Gonçalves Lorentz, Bruno Scola Lopes da Cunha, Pedro Rua Rodriguez Rochedo (Coppe/ UFRJ)

Gás Natural e Energia – Princípios de intercambialidade do gás natural – contribuição técnica para a atualização da RANP 16/2008 - Marcelo F. Mendes (Shell), Aurelito Ramos de Oliveira Filho (Repsol), Erick Gonzales (Equinor), Leonardo G. dos Santos e Ricardo Pinto (Petrobras), Jorge Paulo Delmonte e Marcio Valdemar Santana Teixeira (IBP)

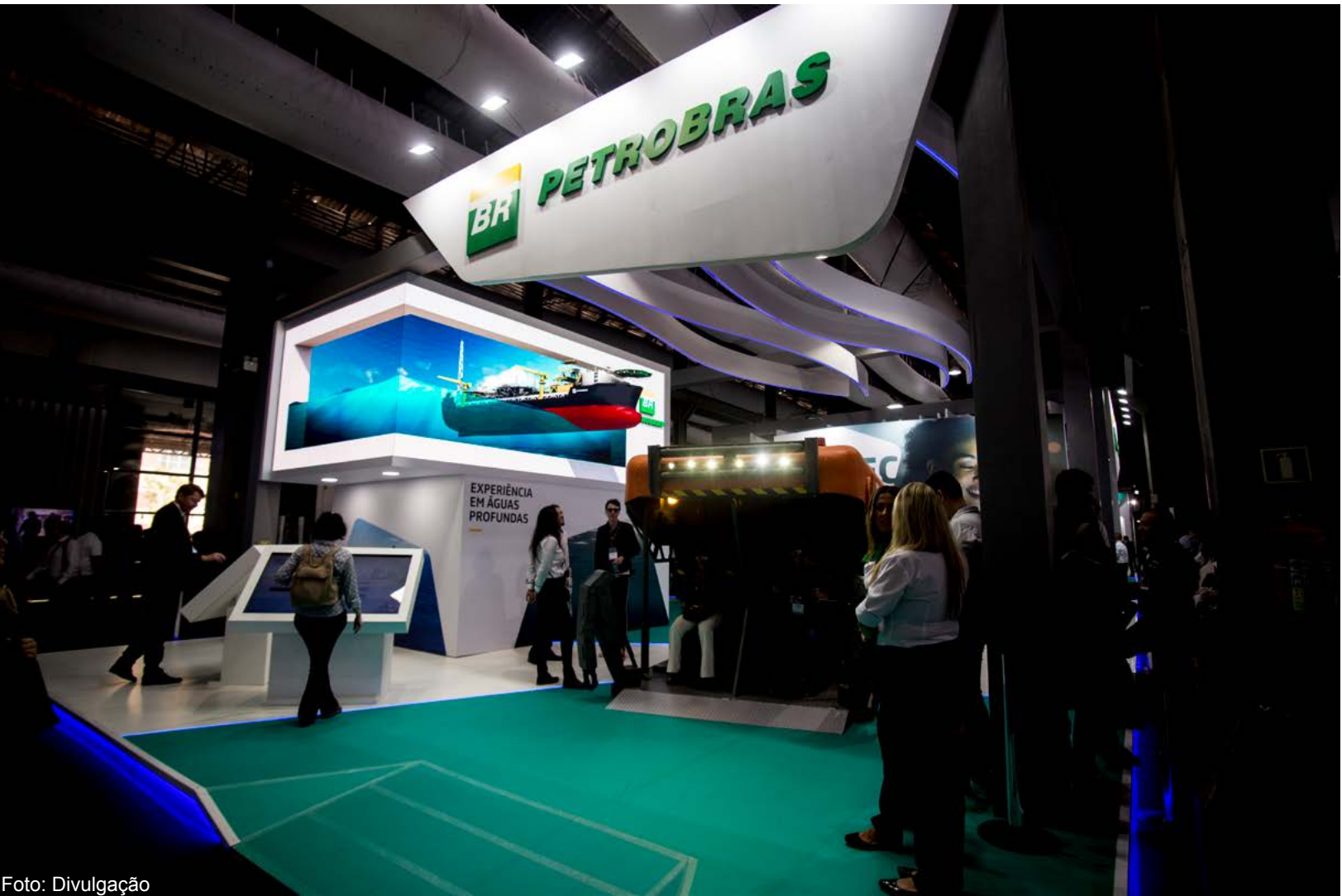


Foto: Divulgação

Transformação Digital – Natural Language Processing In The Oil & Gas Industry: Challenges, Applications And Future Trends - João Tadeu Vidal de Sousa, Marciele de Menezes Bittencourt, Anderson da Silva Brito Sacramento, Michel Silverio, Beatriz Santana Fagundes Souza de Lima, Vitor Jordão e Marcelo Eduardo dos Anjos (Sidi); Augusto Mello Rangel e Alvaro Abrão (Geogin)

Transição Energética – Ensaios regulatórios voltados à descarbonização no setor de E&P no Brasil - Jessica Barreto e Moraes e Tabita Yaling Cheng Loureiro (ANP)

“Deixamos um legado muito importante de conhecimento para o nosso setor, nessa retomada no formato presencial, em um local acessível e democrático”, ressaltou Fernanda Delgado, diretora-executiva Corporativa do IBP, na cerimônia de encerramento do evento.



AÇOS INOXIDÁVEIS E LIGAS DE NÍQUEL PARA INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS, QUÍMICA E PETROQUÍMICA.

COGNE NOME	EN, DIN, UNI	W.N.	AISI ASTM ASME
316L5	AMS QQ S 763	1.4404	Norsok S01-NACE MR 0175
410OG	X12Cr13	1.4006	410
415M	X 4 CrNiMo 16-5-1	1.4418	
420AOG	X20Cr13	1.4021	420L
630OG	X5 Cr Ni Cu Nb 16-4	1.4542	630 / 17-4 PH
329A	X2CrNiMoN22-5-3	1.4462	F51
329S	X2CrNiMoCuWN25-7-4	1.4501	F55
329S1	X2 CrNiMoN 25-7-4	1.4410	F53
350	ASTM A 182 XM-19 N50		UNS 20910
904L	ASTM A 182 F904L	1.4539	UNS 084904
SN625	ASTM B446 Alloy 625	2.4856	UNS N 06625
SN718	API 6A CRA Alloy 718	2.4668	UNS N 07718

Aços inoxidáveis com características e propriedades diferenciadas são especialmente desenvolvidos pela Cogne Itália para alto desempenho em exploração e refino de petróleo. Estes produtos tem características especiais de resistência à corrosão para trabalho em atmosferas corrosivas com presença de gás sulfídrico, variações de temperatura e altas pressões que exigem o bom desempenho em equipamentos onshore e offshore. Materiais disponíveis com certificado de origem Europeia para pronta entrega a partir do nosso depósito em São Paulo.



- 01

OUTROS AÇOS INOXIDÁVEIS DISPONÍVEIS NO ESTOQUE:
303, 304, 304L, 310, 316, 316L, 321, 410, 416, 420, 430, 431, 440.
- 02

PERFIS: REDONDOS, QUADRADOS, RETANGULAR, SEXTAVADO E CANTONEIRAS INOX.
- 03

CERTIFICADO DE QUALIDADE ORIGINAL PRODUTOS DA PLANTA COGNE ITÁLIA. HOMOLOGADOS NORSOK.
- 04

ESTOQUE DISPONÍVEL EM SÃO PAULO EM DIVERSAS DIMENSÕES PARA PRONTA ENTREGA.
- 05

EQUIPE DE ENGENHARIA DE APLICAÇÃO PARA SERVIÇOS ESPECIALIZADOS DE CORTE E FABRICAÇÃO DE PEÇAS SOB DESENHO.



FALE CONOSCO
Av. Presidente Wilson, 4382
São Paulo, SP
Tel: (11) 2101-9000
www.metalinox.com.br
vendas@metalinox.com.br

Queremos ser agentes promotores da segurança

Entrevista: Rodrigo Ribeiro, presidente e Telmo Ghiorzi, secretário executivo da Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo (ABESPetro)

Por Julia Vaz



Foto: Divulgação

Foi com esse compromisso que a Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo (ABESPetro) aceitou a sugestão da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para lançar, em parceria com a

reguladora, o IADC Brazil Chapter e o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), um Guia de Boas Práticas para Auditorias Internas. “A segurança precisa de compromisso e ação de todos, seja ela aonde for, na vida pessoal e na vida das corporações de trabalho. Enfim, em todas as suas aplicações. E nós na ABESPetro estamos dispostos a sermos agentes promotores da segurança”, diz o presidente da entidade, Rodrigo Ribeiro, nessa entrevista concedida ao lado do secretário executivo, Telmo Ghiorzi, na qual destacam a importância dessa iniciativa e falam de outros desafios do setor.

Oil & Gas Brasil: *O Vocês lançaram o Guia de Boas Práticas para Auditorias Internas, elaborado em conjunto com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o IADC Brazil Chapter e o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP). Sabemos que normas de segurança estão sempre em aprimoramento. Como manter esse documento atualizado continuamente?*

Rodrigo Ribeiro: A ABESPetro se reúne regularmente com o seu grupo de associados e também com outras instituições do setor. A ideia de elaborar este Guia foi trazida pela ANP, em razão de observações dela sobre não uniformidade nas auditorias internas realizadas pelas empresas. As oficinas, reuniões, debates e a construção do Guia resultaram da interlocução entre as instituições do setor que atuam no ambiente offshore. Formamos o setor e essa interlocução é riquíssima em conteúdo, pois o conhecimento acumulado pelos profissionais que representam as entidades é extenso e de alta qualidade.

Telmo Ghiorzi: Nenhuma das entidades envolvidas neste esforço tem dúvida quanto aos avanços promovidos pelo Guia. Contudo, a transcrição para o papel de conhecimento tácito, nem sempre ou mesmo quase nunca, é perfeita. A aplicação prática vai suscitar aperfeiçoamentos. O exemplo dado pelo esforço que resultou no Guia vai, por assim dizer, guiar os aperfeiçoamentos.

Oil & Gas Brasil: *Com essa iniciativa vocês reiteram um compromisso prioritário com a questão da segurança operacional – desde o poço à operação das unidades*

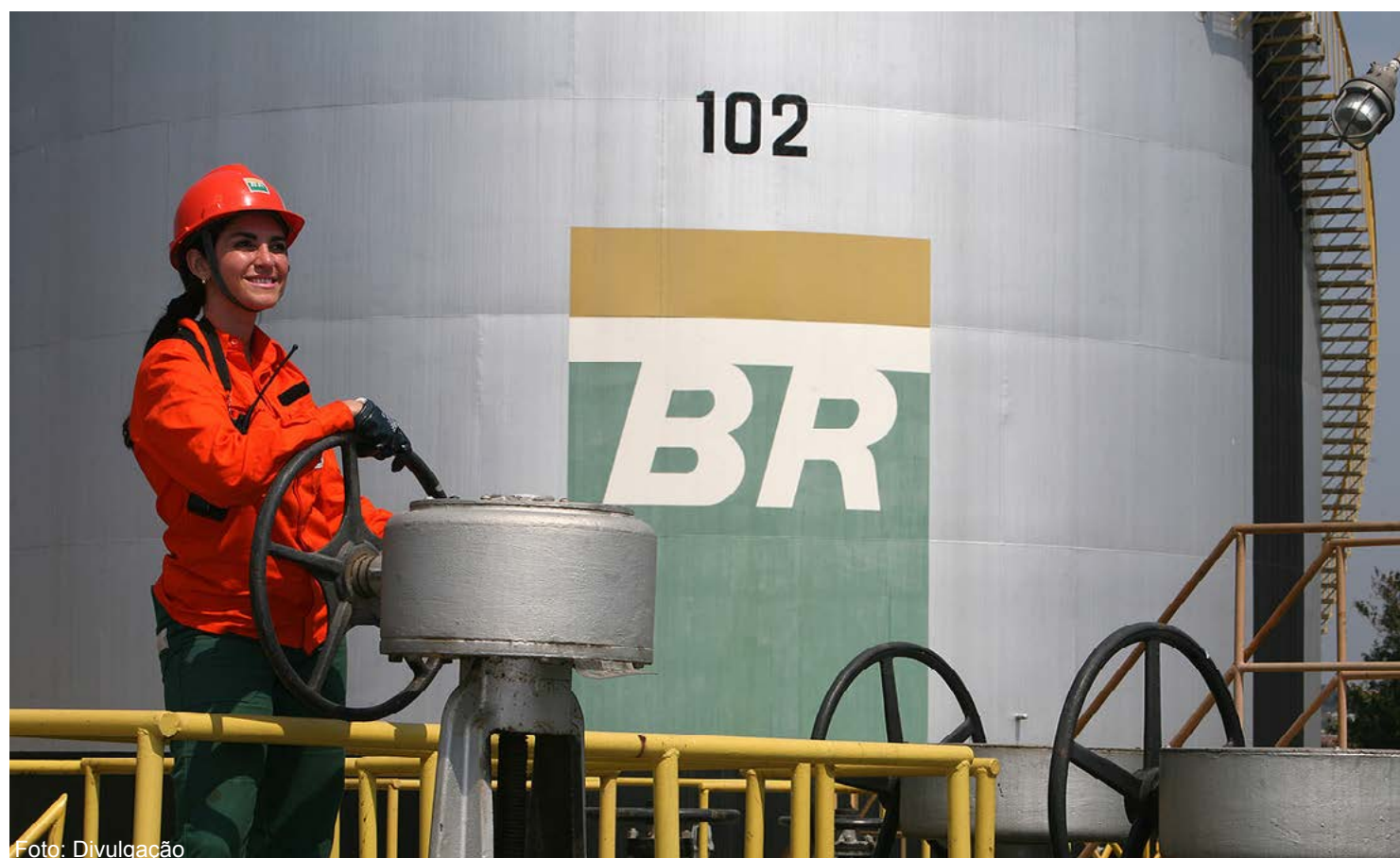
entrevista exclusiva (Continuação)

estacionárias de produção, uma vez que a ABESPetro congrega associados de toda a cadeia produtiva. Esse é um dos maiores desafios da indústria offshore – a segurança operacional – e demanda maior sinergia entre todos os atores?

Rodrigo Ribeiro: A segurança precisa de compromisso e ação de todos, seja ela aonde for, na vida pessoal e na vida das corporações de trabalho. Enfim, em todas as suas aplicações. E nós na ABESPetro estamos dispostos a sermos agentes promotores da segurança. Cada vez mais vamos disponibilizar recursos para que ela melhore de nível. Mas destacamos que isto sempre foi uma preocupação da indústria.

O Guia vem para facilitar o diálogo com as autoridades, que é a ANP, com a indústria, de forma a tirar todas as dúvidas dos que prestam contas à autoridade. Mas a segurança em si, com o uso de mecanismos de proteção, já é questão prioritária na indústria, seja em relação à vida humana ou à natureza.

Telmo Ghiorzi: A ABESPetro está em permanente aprimoramento de sua agenda e atividades institucionais. As



empresas que ela representa são grandes ativadoras de uma extensa cadeia de empresas, cuja atuação resulta em mais produção de óleo e gás e, por conseguinte, podem promover mais empregos e arrecadação. Nossa missão é agir com essa finalidade. O Guia que está sendo concluído agora vai nessa direção, aprimorar a atividade industrial do setor, para torná-lo mais atrativo e, portanto, autossustentável e continuamente crescente.

Oil & Gas Brasil: ***Por estar presente em todas as etapas do upstream, desde a sísmica à operação e manutenção de equipamentos e unidades, que outros desafios a ABESPetro apontaria, que demandam a atenção dos agentes do setor?***

Rodrigo Ribeiro: Há problemas específicos de cada empresa e há também os problemas que envolvem o setor como um todo. Legislação, por exemplo, pode ser sempre aprimorada. No Brasil, a Lei do Petróleo está fazendo 25 anos. Talvez seja a hora de ajustá-la, sobretudo quando se coloca em perspectiva as mudanças de contexto que estamos observando. Também avaliamos que se faz necessário dar estabilidade ao Repetro. Acabar com o fantasma do fim desse regime tributário, que não é um favor, mas sim um incentivo à produção. Principalmente porque é uma indústria em que os investimentos são elevadíssimos e as operações passam anos e anos sem se pagar. São investimentos intensivos que são necessários. E o Repetro é apenas um mecanismo para dar fôlego a esses investimentos vultosos tão necessários no início da operação. Assegurar a vigência do Repetro até 2040 é uma providência muito importante para a indústria.

Telmo Ghiorzi: Também estamos levantando a questão da regulação de conteúdo local. É importantíssimo que este mecanismo seja estruturado de forma a promover o desenvolvimento da indústria nacional, fomentando investimentos estrangeiros e a exportação de bens e serviços e não apenas seja um mecanismo de reserva de mercado. Acelerar leilões de novos blocos também é outra bandeira nossa. O Brasil precisa multiplicar seus projetos de exploração e produção enquanto há viabilidade econômica para realizá-los.

Oil & Gas Brasil: ***Como a entidade vem buscando se posicionar no que diz respeito às parcerias de PD&I com operadoras, universidades e inclusive outras empresas, para gerar inovação para a cadeia produtiva? Vocês têm políticas e diretrizes nesse sentido, buscando maior participação nessas parcerias que mobilizaram mais de R\$3 bilhões em 2021, de recursos?***

Rodrigo Ribeiro: Somos uma entidade de classe. Portanto, sempre induzimos políticas que sejam positivas para o setor. Neste momento estamos sensibilizando as autoridades, no caso a ANP, para o investimento dos recursos de PDI em parcerias com universidades para promovermos desenvolvimento tecnológico para o país e para o setor. Avaliamos que este envolvimento pode gerar ganhos de conhecimento para as universidades e de produtividade para as empresas. É uma relação na qual todos saem ganhando. E à medida que as iniciativas trazem resultados concretos, o incentivo acaba sendo reforçado.

Oil & Gas Brasil: ***Telmo, você pontuou no evento de lançamento do Guia que “o Brasil está avançando nessa cooperação mútua entre petroleiras e empresas da cadeia produtiva”. Que outras ações a associação está realizando ou***



pensa desenvolver de forma colaborativa?

Telmo Ghiorzi: Para a construção deste Guia, houve interação entre ANP, ABESPetro, IADC e IBP. Mas há muitas outras entidades e empresas com as quais a ABESPetro interage, como órgãos de estado, a Petrobras, e outras entidades também atuantes no setor de petróleo e energia.

Oil & Gas Brasil: ***Como a ABESPetro vem se posicionando em relação ao descomissionamento: é um segmento do mercado em que poderá ter maior participação? A experiência consolidada no upstream qualifica os associados a terem uma participação nessa atividade? Que ações vocês vêm implementando com esse foco?***

Rodrigo Ribeiro: O descomissionamento é atividade promissora para aumento de demanda de pessoas e equipamentos. Expansão da atividade econômica do setor é agenda permanente da ABESPetro e estamos acompanhando a evolução. Muitas, se não todas, das empresas associadas têm ou estão se preparando para atuar no descomissionamento.

Oil & Gas Brasil: ***Qual a participação que a ABESPetro acredita poder ter na revitalização de campos maduros, no onshore e offshore brasileiro, com o desinvestimento da Petrobras, dando espaço a novos players como 3R Petroleum PetroReconcavo, PetroRio, entre outros? Vocês podem ter forte atuação no onshore também?***

Telmo Ghiorzi: Muitas das empresas associadas a ABESPetro têm atuação no onshore, assim como em águas rasas e outros segmentos. Mas, o mais importante mesmo, é o movimento de desinvestimento da Petrobras. Pluralidade de operadoras é também agenda permanente da ABESPetro.

Oil & Gas Brasil: ***Os investimentos em E&P atingiram em 2020, o mais baixo índice desde 2006. A expectativa é de***

retomada gradual, com US\$12,26 bi em 2023, dobrando para US\$23,71 em 2024. Dá para projetar qual parcela é em fornecimentos de bens e serviços e qual em unidades de produção?

Rodrigo Ribeiro: O Bens e serviços englobam as atividades e equipamentos utilizados desde a sísmica até a fabricação, operação e manutenção de unidades de produção. Os investimentos em E&P, pelo menos a parte de despesas de capital, isto é, o CAPEX, acabam sendo direcionados para a cadeia produtiva. Estes investimentos geram atividade e, portanto, empregos. Claro, nem todos no Brasil. Essa é outra agenda permanente da ABESPetro. A criação de mecanismos que

induzam e estimulem a realização destas atividades no Brasil. Mas, enfatizamos, nunca por imposição regulatória. E sim porque seria mais lucrativo e eficiente fazer no Brasil. Temos bons ingredientes para isso. Mas ainda há espaço para muitas melhorias.

ABESPetro em Números

340.000 empregos gerados no país

45 empresas associadas

Mais de 600 especialistas em seis Comitês Permanentes: Conteúdo Local, Jurídico, Logística, QSMS, RH, Tributário e Tecnologia & Inovação.



Foto: Divulgação

FPSO Anita Garibaldi sai do estaleiro da China rumo ao Brasil

Estratégica para o Plano de Renovação da Bacia de Campos (RJ), nova plataforma entrará em produção em 2023.

A Petrobras informa que o navio-plataforma Anita Garibaldi deixou o estaleiro DSIC Marine Yard, na cidade de Dalian, na China, no último dia (06/10), com destino ao Brasil. Do tipo FPSO (unidade flutuante que produz, armazena e transfere petróleo), o novo sistema será instalado nos campos de Marlim e Voador, na Bacia de Campos (RJ), com início de produção previsto para o terceiro trimestre de 2023. Com capacidade de produzir até 80 mil barris de petróleo por dia (bpd) e processar até 7 milhões de m³ de gás/dia, o novo FPSO será estratégico para o Plano de Renovação da Bacia de Campos, voltado para a renovação de ativos maduros operados pela companhia na região.

A Petrobras está investindo US\$ 16 bilhões nesse programa, que integra seu Plano Estratégico para o período de 2022 a 2026. A nova plataforma será interligada a 43 poços, com pico de produção previsto para 2026. O Projeto de Revitalização de Marlim prevê substituir as nove plataformas que operam hoje nos campos de Marlim e Voador (P-18, P-19, P-20, P-26, P-32, P-33, P-35, P-37 e P-47) pelo novos FPSOs Anita Garibaldi e Anna Nery – sendo este último programado para iniciar produção no primeiro trimestre de 2023. Polo internacional de tecnologia offshore e berço da produção em águas profundas no Brasil, a Bacia de Campos foi pioneira em inovação e continuará sendo tanto para os projetos de descomissionamento quanto para a revitalização de concessões maduras. Logo após zarpar do estaleiro, o Anita Garibaldi passará por testes na área de ancoragem por cerca de quatro dias e, na sequência, dará continuidade à viagem ao Brasil. Antes de chegar à Bacia de Campos, o novo FPSO terá como destino o estaleiro Jurong, na cidade de Aracruz (ES), onde passará pelo processo de comissionamento, além de inspeções regulatórias e testes operacionais.



Foto: Divulgação

Modec e Aibel fecham acordos para ‘um dos maiores FPSOs já entregues ao Brasil’

A MODEC e a Aibel escolheram o Axess Group, um fornecedor de soluções de integridade e engenharia, para trabalhos de inspeção e certificação em uma embarcação flutuante, de produção, armazenamento e descarga (FPSO) com destino a um campo operado pela Equinor no Brasil.

O Axess Group revelou que garantiu dois contratos – um com a Modec e outro com a Aibel – para o FPSO Bacalhau da Equinor, que a empresa diz ser “um dos maiores FPSOs já entregues ao Brasil”. Rod Matzdorff, Gerente de Clientes do Grupo Axess, comentou: “Estamos felizes por sermos reconhecidos por nossa experiência em inspeções, certificações e conformidade. Com este projeto, esperamos desenvolver ainda mais as boas relações de trabalho que temos com Modec e Aibel.”

Além disso, o contrato concedido pela Modec inclui a revisão do projeto e certificação dos aparelhos de elevação do casco e módulos selecionados na China. Por outro lado, o estaleiro de fabricação da Aibel em Laem Chabang, Tailândia, concedeu um contrato de serviço semelhante para os módulos de topside da embarcação, permitindo que a Axess forneça revisão de engenharia, inspeção, teste e certificação de aparelhos de elevação, para garantir a conformidade legal e entrega para a região- normas específicas.

Ricardo Freire, Diretor de Operações da APME no Grupo Axess, comentou: “Graças à boa colaboração com a equipe Modec em Cingapura e na China, bem como o apoio contínuo da equipe de Aibel na Tailândia, as inspeções no local estão sendo realizadas sem problemas sob processos padronizados e requisitos”. Com capacidade de produção de 220.000 barris por dia, o FPSO Bacalhau será implantado no campo Bacalhau, situado em duas licenças, BM-S-8 e Norte de Carcará, na região do pré-sal da Bacia de Santos, offshore no Brasil.

Conforme explicado pela Equinor, o desenvolvimento será composto por 19 poços submarinos amarrados ao FPSO, que tem 364 metros de comprimento, 64 metros de largura e 33 metros de profundidade, com calado projetado de 22,65 metros. Com base nas estimativas da Equinor e seus parceiros – ExxonMobil e Petrogal – as reservas recuperáveis de Bacalhau – incluindo a área Bacalhau Norte – são mais de dois bilhões de barris de óleo equivalente (boe). O início da produção está previsto para 2024.

Em relação às atividades recentes da Modec relacionadas ao FPSO Bacalhau, vale ressaltar que a empresa fechou um acordo com o Keppel Shipyard em fevereiro de 2022 para a instalação e integração de módulos topside a bordo deste FPSO.

Além disso, a empresa contratou a Inprocess em abril de 2022 para o fornecimento de uma nova solução Emulated Operator Training Simulator (OTS) para este FPSO.



Foto: Divulgação

Petrobras avança no desenvolvimento do Campo de Búzios e assina contrato para construção da plataforma P-82

A Unidade será uma das maiores a operar na indústria mundial, com capacidade de produzir até 225 mil bpd.

Como resultado do avanço do projeto de desenvolvimento do campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos, a Petrobras assinou com a empresa Sembcorp Marine Rigs & Floaters, contrato para construção da plataforma P-82. Do tipo FPSO (sistema flutuante de produção, armazenamento e transferência de petróleo), a unidade será uma das maiores a operar na indústria de petróleo e gás mundial, com capacidade de produzir até 225 mil barris de petróleo por dia (bpd) e processar até 12 milhões de m³ de gás/dia – além de armazenar mais de 1,6 milhão de barris.

Búzios é o maior campo em águas profundas do mundo e terá ao todo 11 plataformas. Atualmente quatro unidades já estão em operação (P-74, P-75, P-76 e P-77), outras quatro estão em processo de construção (FPSO Almirante Barroso; FPSO Almirante Tamandaré; P-78 e P-79) e mais duas tiveram contratos assinados recentemente para construção (P-80 e da P-83). A P-82 será a décima plataforma a ser instalada em Búzios e está programada para entrar em operação em 2026.

A Petrobras é a operadora do campo com 92,6% de participação, tendo como parceiras a CNOOC e a CNODC, com 3,7% cada.

Nova geração de plataformas

A P-82 será a 29ª unidade a entrar em produção no pré-sal e integra a nova geração de plataformas da Petrobras, que se caracterizam pela alta capacidade de produção e pelas tecnologias inovadoras de baixo carbono. A unidade irá incorporar, por exemplo, a chamada tecnologia de flare fechado, que aumenta o aproveitamento do gás, de forma

segura e sustentável, e impede que ele seja queimado para a atmosfera. Outra inovação será o sistema de detecção de gás metano, capaz de atuar na prevenção ou mitigação de riscos de vazamentos desse composto. A plataforma será equipada ainda com a tecnologia de Captura, Uso e Armazenamento geológico de CO₂ - o chamado CCUS. A Petrobras é pioneira na utilização dessa tecnologia, que permite aliar aumento da produtividade com

redução de emissões de carbono.

Outra nova tecnologia é a chamada “digital twins” – ou gêmeos digitais – que consiste na reprodução virtual da plataforma, para viabilizar simulações e testes remotos, antes da entrada da plataforma em operação, fator que visa garantir a segurança e a confiabilidade operacional.

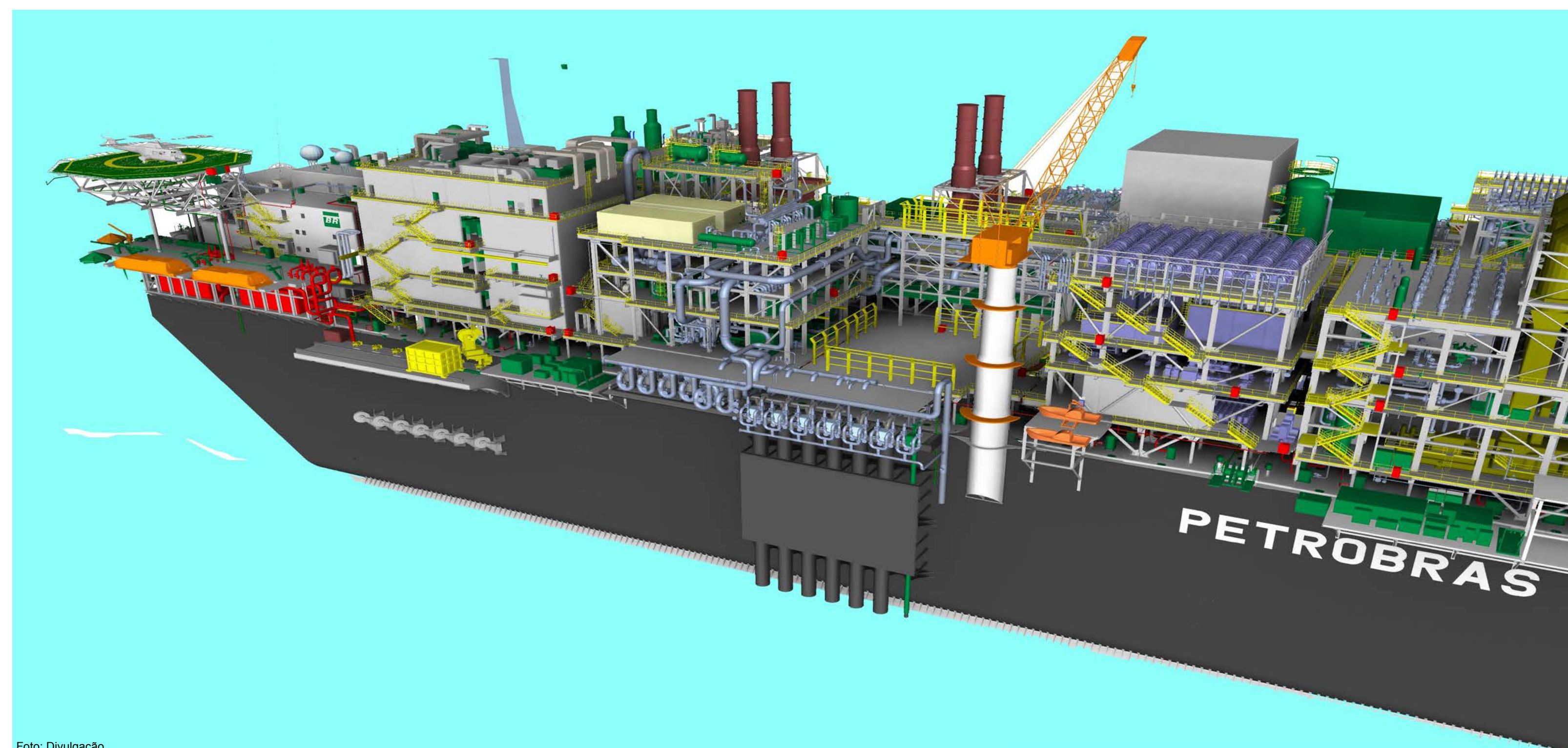


Foto: Divulgação

Wood estende contratos com a Trident Energy e a Equinor no Brasil

A Wood recebeu duas extensões de contrato no Brasil, que incluem a prestação de serviços de operações para a Trident Energy e soluções de manutenção para a Equinor.

Em julho, a Wood e a Trident Energy assinaram um acordo para realizar serviços de produção e operação de convés a bordo das plataformas P08 , P65 , PCE1 e PPM1 . Este contrato é uma extensão de um ano do acordo existente que começou em 2020 e a continuação de um relacionamento de longo prazo entre as duas empresas.

Em apoio ao desenvolvimento de campo maduro da Trident, a Wood também recebeu projetos de Engenharia e Modificação para os mesmos ativos.

O contrato Equinor é a quarta extensão de um ano concedida à equipe, com o contrato inicialmente garantido em 2015 como um compromisso de quatro anos com opções de extensão. A equipe de Wood, agora composta por aproximadamente 640 pessoas mobilizadas em uma grande campanha de manutenção e atualização técnica, continuará fornecendo soluções de manutenção para otimizar os ativos da Peregrino.

A Equinor reiniciou a produção no campo de Peregrino há alguns meses, depois de mais de dois anos fechada. A empresa está agora se preparando para o início da Fase II, que estenderá a vida útil e o valor do campo e adicionará 250-300 milhões de barris.

Peregrino Fase I consiste em uma unidade FPSO, suportada por duas plataformas de cabeça de poço – Peregrino A e Peregrino B. Peregrino II consiste em uma plataforma de cabeça de poço – Peregrino C – e instalações relacionadas. Hugues Corrigan , Country Manager da Wood para o Brasil, disse: “Esses contratos reforçam a confiança que nossos clientes têm nas capacidades da Wood para entregar projetos

de manutenção, engenharia e modificação ao longo da vida de seus ativos. Com 20 anos de experiência na região, nossa equipe no Brasil tem experiência incomparável em desenvolvimento de campo maduro e um histórico comprovado de trabalho em conjunto com operadores de ativos para garantir energia com segurança e responsabilidade.” No início desta semana, Wood também garantiu

um acordo multirregional de longo prazo com a BP, cobrindo seu portfólio offshore.

O contrato de serviços de engenharia de cinco anos verá a Wood apoiar a produção de energia da BP através do fornecimento de reparos, modificações e melhorias de ativos.



Foto: Divulgação

Shell garante sonda da Maersk para operações no Brasil

A Maersk Drilling garantiu um contrato da Shell Brasil para o fornecimento da plataforma semi-submersível Maersk Developer na bacia de Campos

A Maersk informou que sob este último acordo, a sonda perfurará um poço de exploração e realizará intervenções em poços submarinos no campo BC-10.

O contrato tem início previsto para março de 2023, em continuação direta do atual, com duração estimada de 90 dias. O valor do contrato é de aproximadamente US\$ 37 milhões, incluindo uma taxa de mobilização.

Morten Kelstrup , COO da Maersk Drilling, disse: “Estamos muito satisfeitos em confirmar que a Mærsk Developer continuará trabalhando no Brasil depois que no início deste ano se tornou a primeira sonda Maersk Drilling a iniciar operações na região por muitos anos.

Com esta campanha, poderemos aumentar nosso forte relacionamento com a Shell, que agora se estende ao empolgante mercado brasileiro.”

Entregue em 2009, o Maersk Developer é uma plataforma semi-submersível DSS-21 estabilizada em coluna, posicionada dinamicamente, capaz de operar em profundidades de até 10.000 pés.

Atualmente está operando no Brasil para a Karoon Energy.

Com vários contratos de perfuração garantidos, este mês será lucrativo para a Maersk Drilling.

Esses acordos farão com que as plataformas da Maersk operem no México para a Shell , na Holanda para a Petrogas , no Suriname para a TotalEnergies e na Malásia para a Shell e PTTEP.



Foto: Divulgação

Equinor utilizará barcos híbridos em sua operação no Brasil a partir de 2023

Contrato para a entrega da primeira embarcação adaptada ao formato híbrido foi assinado entre a empresa norueguesa e a CBO na última semana

A Equinor terá, no primeiro trimestre de 2023, o primeiro barco híbrido a operar em águas brasileiras.

A embarcação do tipo PSV (Platform Supply Vessel) contará com um banco de baterias instalado e poderá utilizar, como combustível, tanto energia elétrica armazenada quanto o diesel.

No total, o contrato entre a empresa de energia norueguesa e a CBO contempla a conversão de três embarcações ao modelo híbrido. A expectativa é que haja uma redução relevante no uso de diesel e, consequentemente, diminuição de até 40% de emissões de CO2 dos barcos.

“Há algumas semanas, anunciamos o início da substituição de diesel por gás natural em Peregrino. Agora, incluindo energia elétrica como força motriz de embarcações, sabemos que a redução de emissões em nossas operações será ainda mais significativa. Passos importantes para que possamos alcançar, em 2050, nossa ambição de ser uma empresa sem emissões líquidas de carbono.”, declara Veronica Coelho, presidente da Equinor Brasil.

“O uso de barcos híbridos está alinhado com a nossa estratégia global, além de reafirmar o nosso compromisso com a criação de valor local, uma vez que as adaptações da embarcação estão sendo realizadas no Brasil pela CBO, nosso fornecedor parceiro 100% brasileiro. Estamos prontos para oferecer parcerias de longo prazo com fornecedores que nos tragam soluções inovadoras, novas tecnologias e maximização de valor aos nossos projetos e operações”, afirma Rafael Tristão, diretor de contratações e suprimentos da empresa norueguesa.

Os barcos do tipo PSV são responsáveis por transportar, do continente até as unidades offshore, os suprimentos e equipamentos necessários para a operação de um determinado ativo.

A previsão é de que as embarcações utilizem as baterias para garantir a operação do motor a combustão sempre dentro da curva ótima de utilização, minimizando o consumo e tornando mais

eficiente o uso de combustível. Além disso, quando atracado em local que possua infraestrutura de carregamento, é possível que o barco receba energia da unidade onshore, evitando o acionamento de motores.

A Equinor adotou sua primeira embarcação híbrida globalmente em 2016, na Noruega. A empresa conta com barcos deste tipo operando em 100% de suas operações no Mar do Norte.

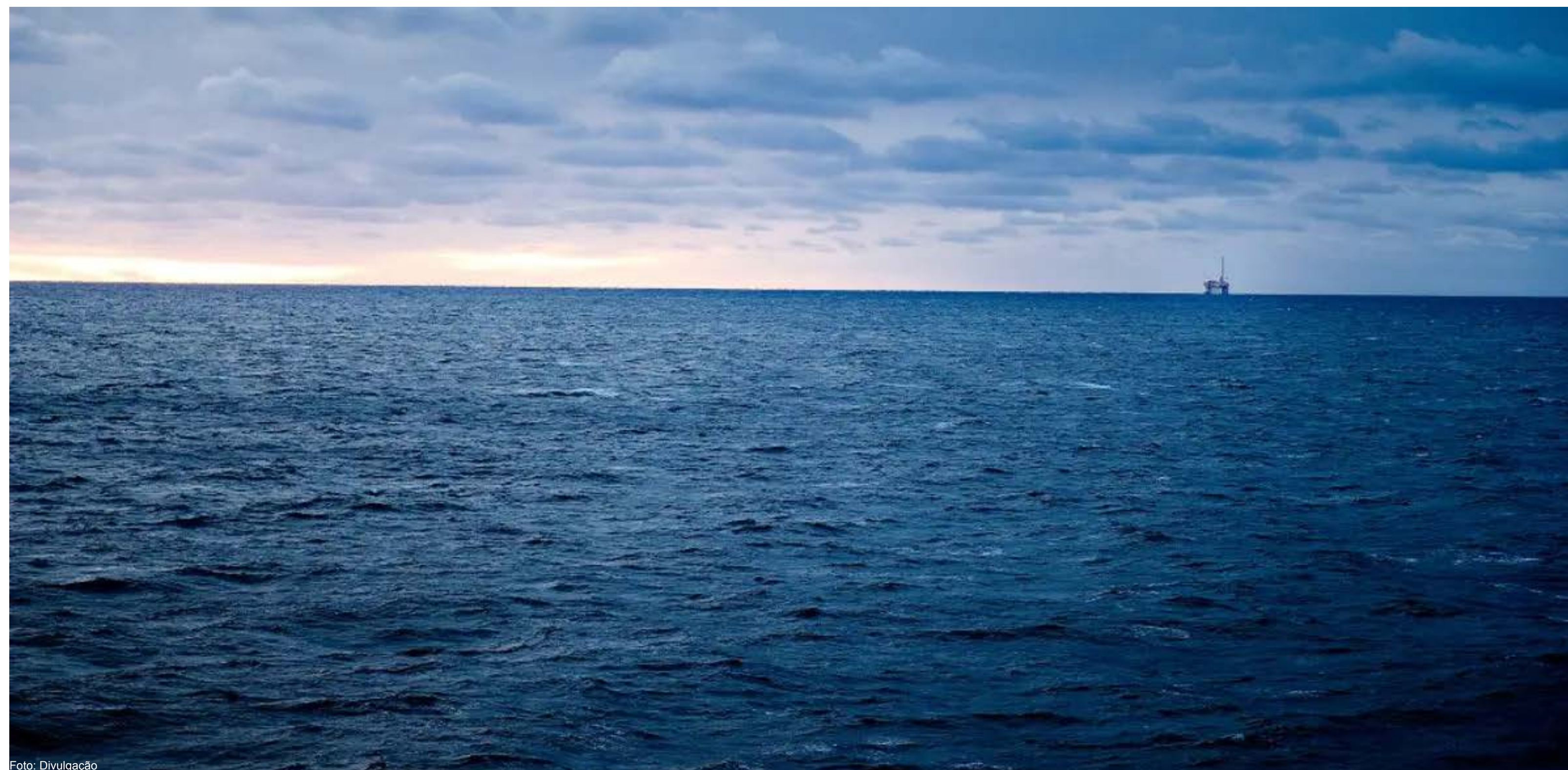


Foto: Divulgação

INTER[®] CABOS

compromisso com qualidade

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

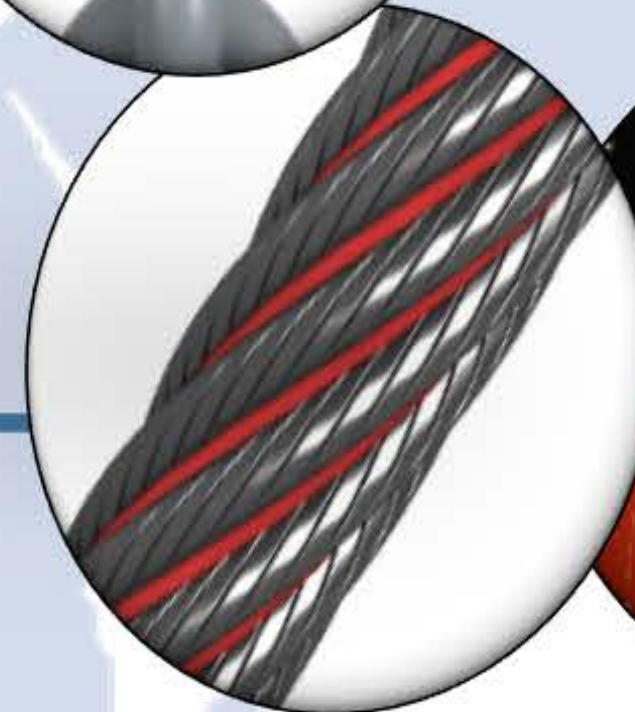


Rua Magnólia, nº 767 | Bairro Pedro II | Belo Horizonte | MG
CEP: 30770-020 | **(31) 2519-5400** | **(31) 3412-3700**
intercabos@intercabos.com.br | www.intercabos.com.br

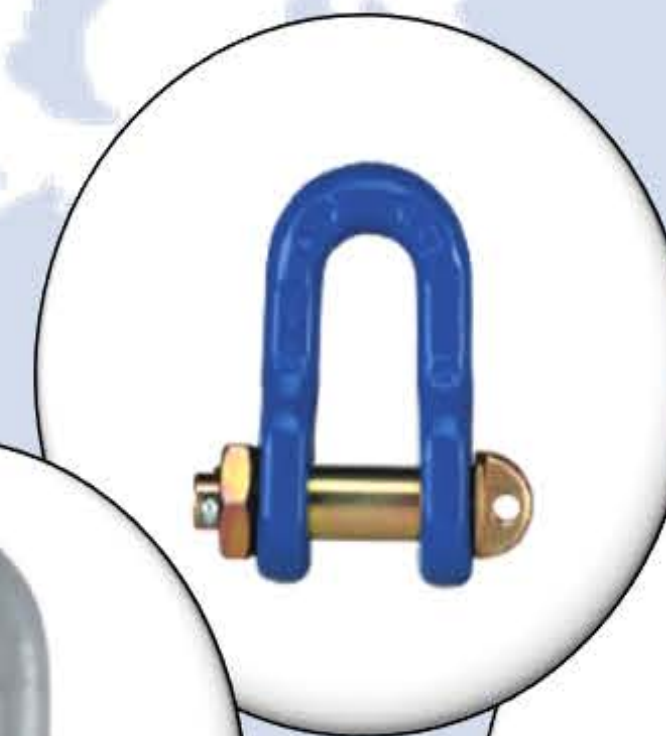
Correntes



Cabos Especiais



Manilhas Especiais



Acessórios



Cabos Sintéticos
em HMPE

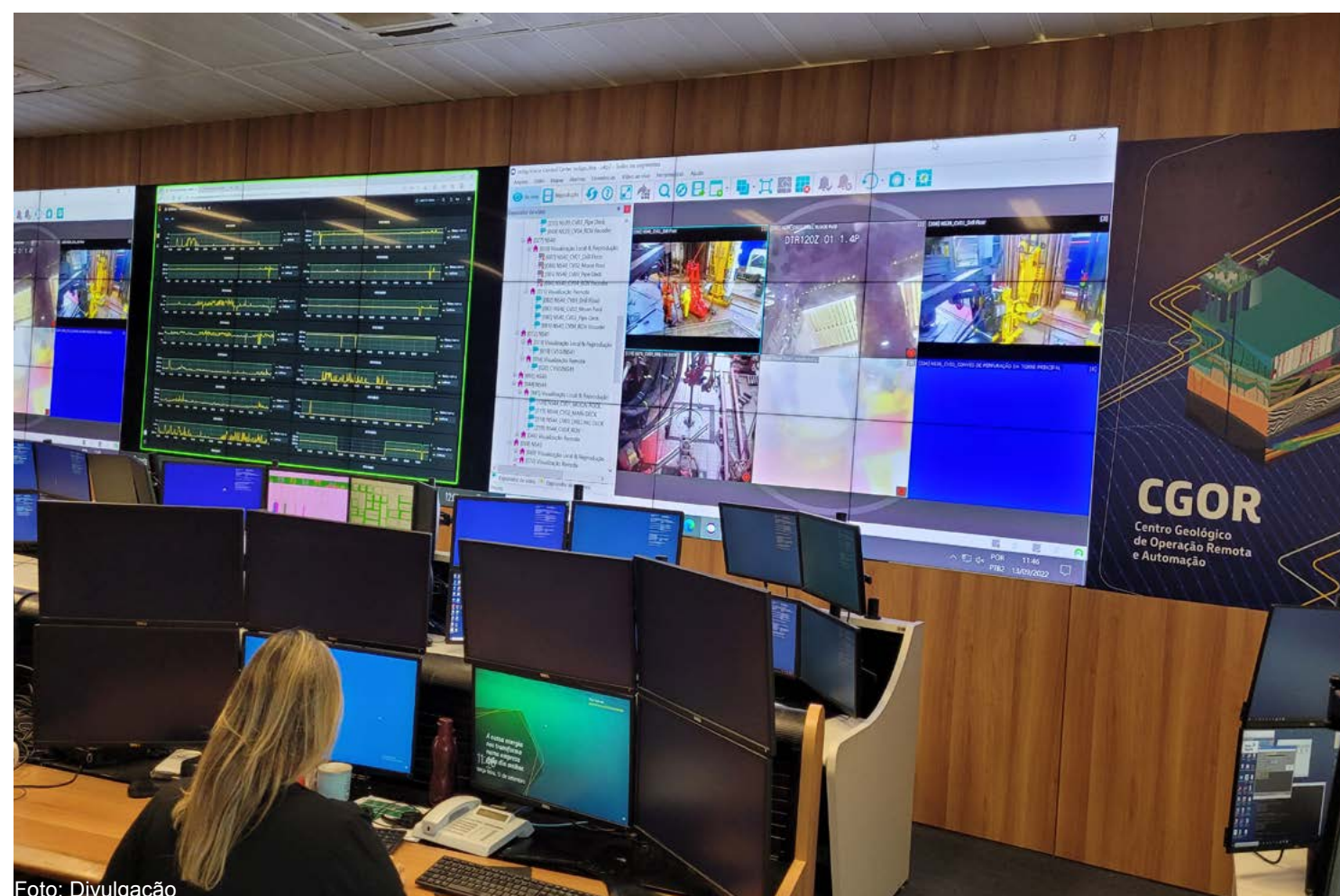


WIRECO
A World Ahead



Centro Geológico de Operação Remota e Automação da Petrobras realiza estudos de rochas de poços submarinos

Estrutura é responsável pela aquisição de dados que dão suporte a poços em perfuração, gera economia e reduz emissão de CO2 para a companhia



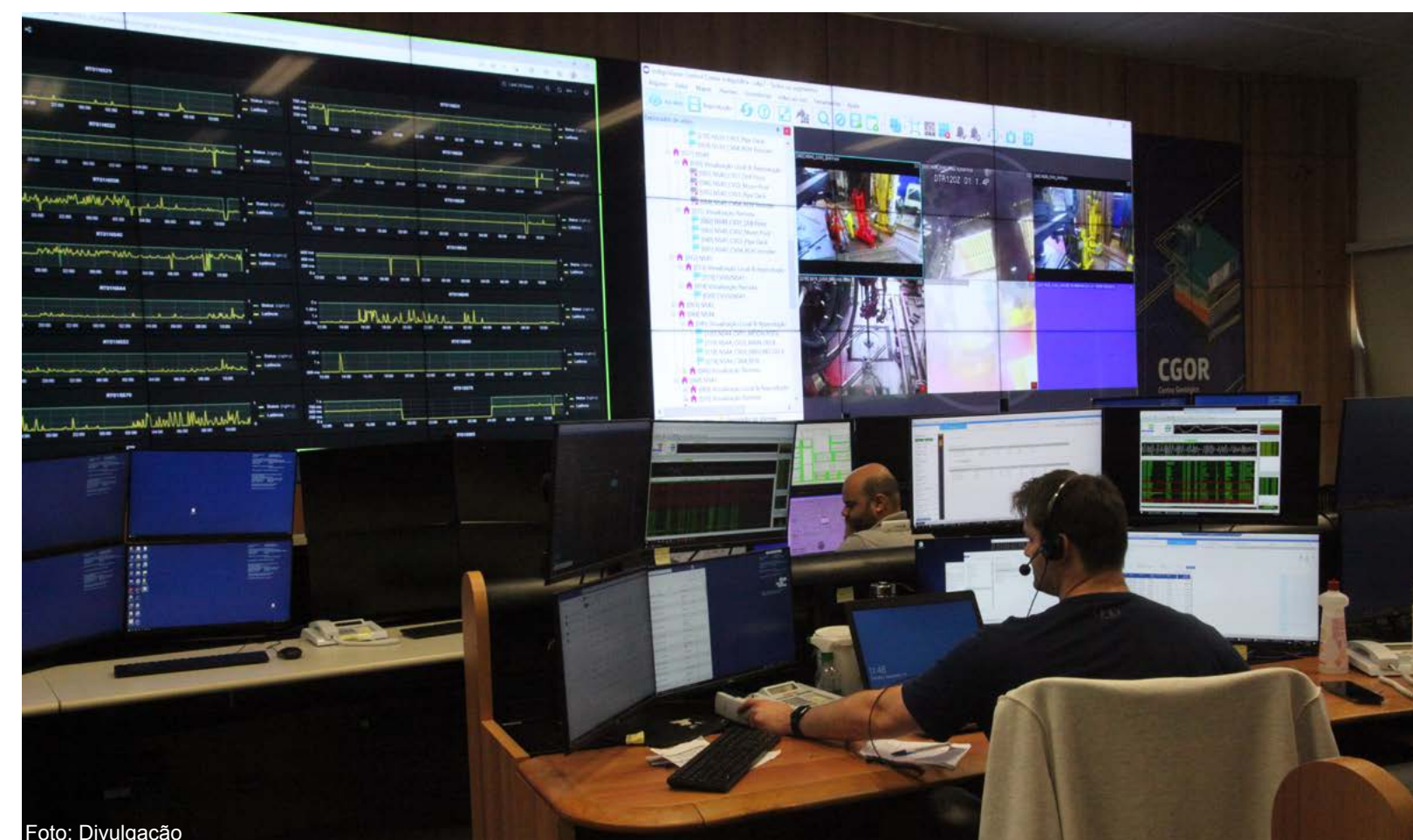
A tua na construção do poço, coletar e descrever os cascalhos de rocha trazidos para a superfície pelo fluido (lama) injetado, realizar a caracterização das propriedades das rochas. Essas são apenas algumas etapas do processo de identificação de petróleo em um poço para extração, executado pelo Centro Geológico de Operação Remota e Automação (CGOR), localizado na Base Imbetiba em Macaé e inaugurado este mês pela Petrobras.

O CGOR é uma das estruturas da companhia que apoiam a perfuração de poços ligados ao Plano de Revitalização da Bacia de Campos, que recebeu o aporte de US\$ 16 bilhões como parte do Plano Estratégico da Petrobras (PE 2022-2026).

A companhia tem buscado meios de diminuir o efetivo a bordo para alcançar diversos objetivos e esse trabalho se intensificou durante a pandemia pela necessária redução do número de colaboradores nas sondas e o consequente decréscimo do número de voos para os embarques.

Como resultado, de 2020 até hoje, foram atendidos pelo CGOR 115 poços e já são 242 mil horas a menos de exposição humana ao risco no ambiente offshore.

Devido aos voos evitados e gestão das operações com sondas, economizou-se R\$ 93 milhões (2020-2022) e evitamos cerca de 4 mil toneladas de GEE (gases de efeito estufa) de 2021 até hoje, o que equivale a cerca de 1% das emissões anuais da frota de ônibus do município do Rio de Janeiro.



Dados geológicos

A Aquisição de Dados Geológicos ocorre em todos os poços em perfuração — exploratórios ou de desenvolvimento da produção. Por isso, o CGOR pode atender a qualquer poço perfurado no Brasil ou exterior, desde que a Petrobras seja operadora e após avaliação da aplicabilidade dos métodos, levando em conta uma série de fatores, desde infraestrutura até análise de riscos.

As linhas de mudlogging, MWD/LWD, direcional e perfilagem a cabo referem-se a alguns dos serviços indispensáveis durante a perfuração de um poço de petróleo — fundamentais não apenas para auxiliar nessa operação, como também para aquisição de dados geológicos que permitirão interpretar os tipos de rochas que estão sendo perfuradas e para indicar onde está o petróleo.



Petrobras assina acordo com estatais indianas para fornecimento de petróleo



Foto: Divulgação

Em evento realizado em Brasília, o presidente da Petrobras, Caio Paes de Andrade, recebeu o vice-ministro de Petróleo e Gás da Índia, Pankaj Jain, e representantes do governo e de empresas indianas para discutir oportunidades e parcerias estratégicas no mercado de petróleo e gás.

Na ocasião, a Petrobras e a Indian Oil Corporation (IOC), maior estatal de petróleo e gás indiana, assinaram contrato para suprimento de petróleo do tipo “Frame Agreement”.

Este modelo estabelece a opção de fornecimento de até 12 milhões de barris de petróleo da Petrobras para a IOC. O contrato tem duração de seis meses e poderá ser renovado por mais um ano.

No mesmo encontro, a Petrobras também assinou um memorando de entendimentos com a Bharat Petroleum Corp, outro importante refinador indiano, para fomentar tratativas e estabelecer diretrizes cooperativas para eventual fornecimento

de petróleo bruto no futuro.

Os acordos representam passos importantes para o estreitamento comercial entre Petrobras e o segmento estatal de refino na Índia e para a alavancar oportunidades junto aos demais refinadores daquele país.

Potencial mercado indiano

A Índia é o terceiro maior importador de petróleo do mundo, adquirindo cerca de 5 milhões de barris por dia, sendo superada apenas por China e Estados Unidos. Em relação às importações de via marítima, é o segundo maior importador, atrás apenas da China.

A IOC tem produção estimada em 1,34 milhão de barris por dia,

além de controlar 11 refinarias no país e responder por 26% do total da capacidade de refino indiano.

Exportações

O destino prioritário para o petróleo produzido pela Petrobras são suas refinarias próprias, enquanto o excedente é exportado.

No primeiro semestre deste ano, a companhia exportou em média 537 mil barris por dia de petróleo.

Neste sentido, a Petrobras busca continuamente as melhores oportunidades no mercado internacional, sempre garantindo o aproveitamento da melhor alternativa de colocação para os petróleos que produz.



Foto: Divulgação

Karoon decide adia as atividades de sonda em campo brasileiro



A Karoon Energy decidiu adiar as atividades de intervenção no quarto poço de um campo, localizado no Brasil. Como resultado, uma sonda semissubmersível de propriedade da Maersk Drilling, que foi usada durante a campanha de intervenção de três poços, agora realizará operações de perfuração em outro campo brasileiro para a Karoon.

Em abril de 2021, a Karoon contratou uma sonda para realizar intervenções em quatro poços no campo de Baúna. Depois que a sonda Maersk Developer estiver concluída com esta campanha, espera-se perfurar dois poços de desenvolvimento no campo de Patola e, sujeito ao recebimento das licenças regulatórias necessárias, um ou potencialmente dois poços de controle na descoberta de petróleo Neon.

A empresa australiana adicionou o trabalho de Patola ao backlog da sonda em junho de 2021 e a opção Neon foi adicionada em maio de 2022. Mais tarde naquele mesmo

mês, a Karoon iniciou sua campanha de intervenção no campo de Baúna com a sonda Maersk Developer.

Em atualização a Karoon informou que a terceira intervenção no poço da campanha Baúna, que compreende a instalação de uma nova bomba submersível elétrica no poço SPS-92, foi concluída e o poço está novamente on-line.

De acordo com a empresa, o comissionamento da bomba recém-instalada está progredindo bem, com a expectativa de que a bomba esteja operando nos níveis desejados nas próximas duas semanas.

A Karoon divulgou que a produção atual de petróleo do poço é de aproximadamente 9.500 bopd, em comparação com 5.500 bopd antes da intervenção.

O Dr. Julian Fowles, CEO e Diretor Administrativo da Karoon, comentou: “Estamos muito satisfeitos por termos concluído as três principais intervenções em Baúna sem incidentes ambientais ou de segurança significativos. A produção aumentou de aproximadamente 12.600 bopd imediatamente antes do programa de intervenção para aproximadamente 22.000 bopd agora, com potencial ainda maior quando o comissionamento da nova bomba SPS-92 for concluído, levando a produção para o limite superior de nossa faixa de elevação de 5.000 a 10.000 bopd.”

Além disso, a produção das duas primeiras intervenções em poços continua sendo otimizada e, juntamente com o SPS-92, elevou a produção total de petróleo do campo de Baúna para aproximadamente 22.000 bopd, no limite superior das expectativas da campanha pré-intervenção, conforme descrito por Karoon. Devido aos “já fortes resultados” alcançados com esta campanha de intervenção, e como o quarto poço desta campanha, BAN-1

deverá resultar em um aumento de produção “relativamente pequeno” de algumas centenas de bopd, a Karoon decidiu adiar a intervenção BAN-1, para otimizar o programa geral e a utilização da plataforma.

Assim, a sonda Maersk Developer se deslocará para o campo de Patola, onde se espera que as operações de perfuração do primeiro de dois novos poços de desenvolvimento comecem nos próximos dias.

“Estamos ansiosos para iniciar a perfuração no campo de Patola, nosso primeiro projeto de desenvolvimento desde que wassumimos a operação da concessão de Baúna, assim que a sonda for mobilizada para o local”, acrescentou Fowles.

O Maersk Developer, construído em 2009, é um equipamento semi-submersível DSS-21 estabilizado em coluna, posicionado dinamicamente, capaz de operar em profundidades de água de até 10.000 pés.



Foto: Divulgação

Navio-sonda Seadrill se preparando para novo trabalho

Um dos navios-sonda da Seadrill chegou ao Brasil para concluir as operações de teste antes de seu contrato de três anos com a Petrobras.

A Seadrill garantiu dois contratos com a Petrobras para as sondas West Carina e West Tellus em novembro de 2021. Ambos os contratos, para trabalho no campo de Búzios, foram assinados por prazo fixo de três anos com data de início prevista para setembro de 2022.

O trabalho para reativar e atualizar o navio-sonda de águas ultraprofundas de 7ª geração West Carina foi feito no início deste ano em Tenerife. O foco foi em melhorias, incluindo o Blowout Preventer (BOP) e o aprimoramento do sistema Managed Pressure Drilling (MPD).

De acordo com os dados mais recentes do AIS, o navio-sonda construído em 2015 deixou Las Palmas em 21 de agosto de 2022 e chegou a Angra dos Reis no Brasil em 6 de setembro.

O contrato com a Petrobras – com taxa diária de US\$ 245.000 – deve começar neste mês.

Por outro lado, a West Tellus estava trabalhando para a Shell fora do Brasil desde outubro de 2021. O contrato termina este mês, após o qual esta sonda também será preparada para um contrato com a Petrobras. O contrato deve começar em outubro e durar até setembro de 2025.



Foto: Divulgação

Seadrill

Petrobras assina contrato de construção da plataforma P-83

Unidade de “nova geração” terá alta capacidade de produção e será instalada no campo de Búzios

A Petrobras assinou o contrato para a construção da plataforma P-83, representante da chamada “Nova Geração” de plataformas da companhia -que possuirão alta capacidade de produção- e como resultado do avanço do projeto de desenvolvimento de Búzios. Esse campo localiza-se no pré-sal da Bacia de Santos e será o maior produtor de óleo do Brasil até 2030, com a produção de até 2 milhões de barris de petróleo por dia (bpd).

A P-83 poderá produzir até 225 mil bpd de óleo e 12 milhões de m³ de gás por dia, e terá capacidade de estocagem maior do que 1,6 milhão de barris. A plataforma, uma das maiores a operar no Brasil e na indústria de petróleo mundial, será a décima primeira unidade a ser instalada em Búzios. A Petrobras é a operadora desse campo com 92,6% de participação, tendo como parceiras a CNOOC e a CNODC, com 3,7% cada.

A Petrobras contratou a Keppel Shipyard Limited para a sua construção, que será realizada em estaleiros de Singapura, China e Brasil, e atingirá o percentual de conteúdo local de 25%. A P-83 iniciará a sua produção em 2027 e contribuirá para ampliar a capacidade instalada do campo, dos atuais 600 mil bpd para 2 milhões bpd.

Outra característica da chamada “Nova Geração” das plataformas é a incorporação de tecnologias para redução de emissão de carbono. A P-83 utilizará, por exemplo, a chamada tecnologia de flare fechado, que aumenta o aproveitamento do gás e impede que ele seja queimado para a atmosfera, de forma segura e sustentável. Outra inovação será o sistema de detecção de gás metano, capaz de atuar na prevenção ou mitigação de riscos de vazamentos desse composto.

A plataforma será equipada ainda com a tecnologia de Captura, Uso e Armazenamento geológico de CO2 - o chamado CCUS. A Petrobras é pioneira na utilização dessa tecnologia, que permite aliar aumento da produtividade com redução de emissões de

carbono. A P-83 também será dotada da tecnologia de “digital twins” – ou gêmeos digitais – que consistem na reprodução virtual da plataforma, permitindo diversas simulações remotas e testes operacionais, garantindo segurança e confiabilidade.

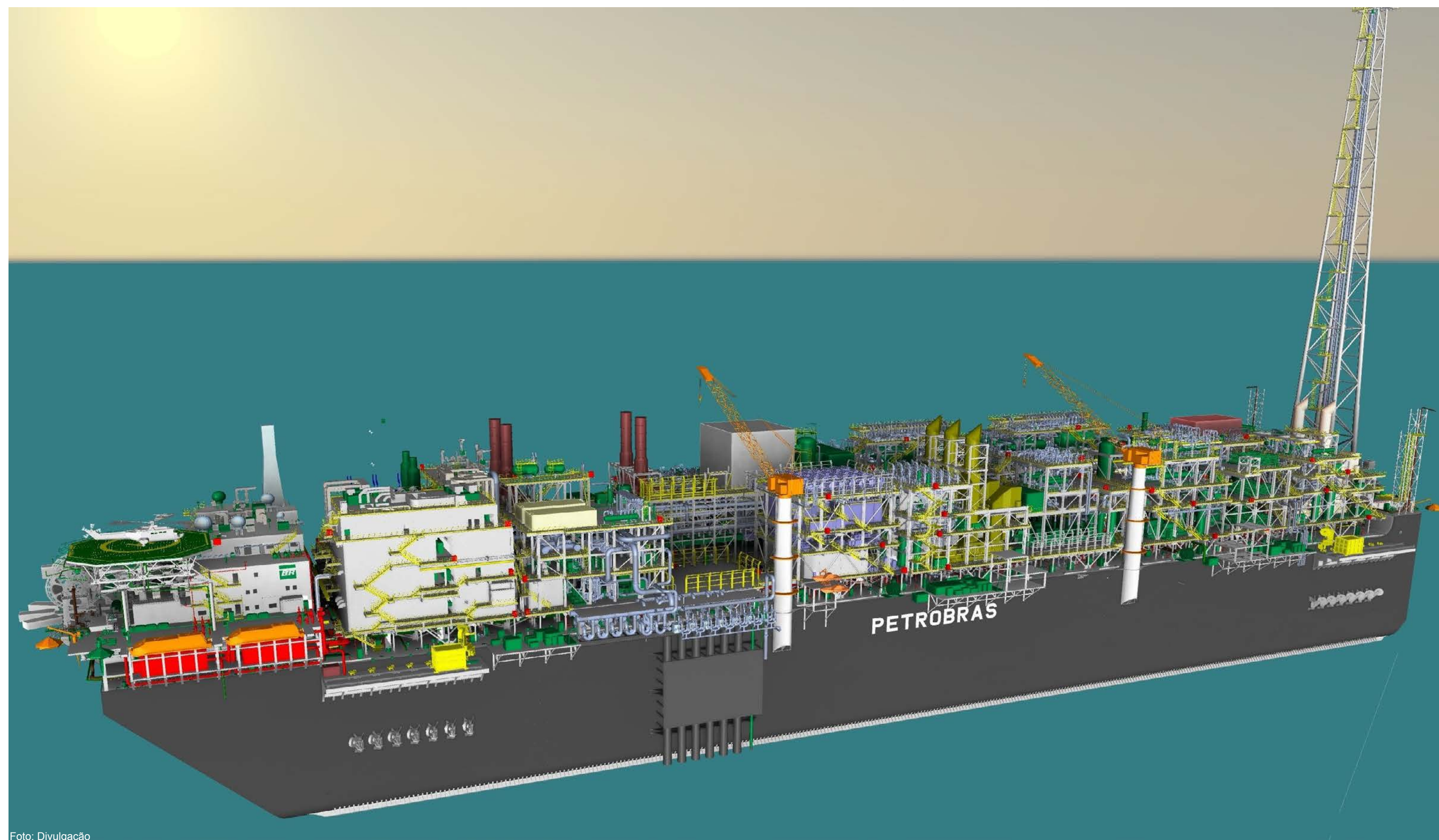


Foto: Divulgação



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

Área de exposição com as mais importantes empresas do setor

Não perca a oportunidade de participar do CIPRA 2022!

PATROCINADORES

MASTER

DIAMANTE



PLATINUM



DURO



PRATA



APDIO INSTITUCIONAL



PARCEIROS DE MÍDIA



c i p r a . c o m . b r

Estatat alavanca cenário de produção de campos maduros no Brasil

Estratégia de desinvestimentos da companhia amplia competitividade e atuação de outras empresas no país



A estratégia de desinvestimentos da Petrobras foi determinante para impulsionar a competitividade e a ampliação da produção de campos maduros no país.

Para se ter ideia, o percentual de concessões maduras operadas por outras empresas no Brasil – que não a Petrobras aumentou de 16% em 2010 para 38%, em 2021.

Nesse período, o número de companhias operadoras saltou de 24 para 44. Essas empresas têm dado fôlego à operação

dos ativos desinvestidos pela Petrobras, mudando a tendência de declínio da produção desses campos.

É o que afirmou, o gerente executivo de Águas Profundas da companhia, César Cunha, no segundo dia da Rio Oil & Gas, maior evento de energia da América Latina, que acontece no Boulevard Olímpico, zona portuária do Rio de Janeiro.

Os desinvestimentos da Petrobras concentrados em ativos maduros atraem principalmente empresas de menor porte, especializadas em extrair mais valor deste tipo de ativo, a exemplo do que acontece em outras bacias no mundo.

A produção diária do Polo Pargo, na Bacia de Campos, por exemplo, aumentou de 2,5 mil barris de óleo equivalente (boe) - seis meses antes da conclusão do desinvestimento - para 5,4 mil boe/dia - após a conclusão da transação.

Revitalização da Bacia de Campos

A gestão de portfólio na Petrobras está baseada na saída de ativos menos aderentes ao seu plano estratégico e realocação de recursos em ativos onde está o foco da companhia, ou seja, ativos em águas profundas e ultraprofundas, com reservas substanciais e alta produtividade.

“Um bom exemplo da realocação dos investimentos é o Plano de Revitalização da Bacia de Campos, que recebeu o aporte de US\$ 16 bilhões como parte do Plano Estratégico da Petrobras.

Nossa previsão é que tenhamos em 2026 uma produção de 900 mil boe/dia, sendo 600 mil boe/dia em novos projetos”, disse o gerente executivo de Águas Profundas da Petrobras. A revitalização da Bacia de Campos integra o maior programa do gênero para ativos maduros da indústria offshore global.

Com isso, a Petrobras espera agregar mais valor aos campos de Marlim e Voador, instalando ali os FPSOs Anita Gabribaldi e Anna Nery com capacidade de produzir, juntos, até 150 mil barris por dia (bpd). O início de operação das duas plataformas está previsto para 2023.

Polo internacional de tecnologia offshore e berço da produção em águas profundas no Brasil, a Bacia de Campos é responsável por quase 75% de todo petróleo já extraído em ambiente offshore no país até hoje.

A região foi pioneira em inovação e continuará sendo tanto para os projetos de descomissionamento que estão no radar, quanto para a revitalização de concessões maduras operadas por novas empresas que atuam no setor.

Oxitenos lança três novas linhas para indústria de Petróleo e Gás

A Novo portfólio de produtos de lubrificantes para perfuração ULTRAFLUID® LB, de solventes não inflamáveis ULTROIL® HFS 135 e desemulsificantes de óleo de milho ALKEST® apresentados na Rio Oil & Gas 2022, entrega alta performance para atender às necessidades do setor



Foto: Divulgação

A Oxitenos, empresa parte da Indorama Ventures Public Company Limited (IVL) e líder na produção de tensoativos e especialidades químicas nas Américas, acaba de anunciar ao mercado de petróleo e gás o lançamento de três novas linhas:

o portfólio completo de lubrificantes ULTRAFLUID® LB; o ULTROIL HFS 135, um solvente não inflamável; e a linha ALKEST®, desemulsificantes que atuam na cadeia de produção de biocombustíveis.

As novas soluções lançadas durante a Rio Oil & Gas, considerada a maior plataforma de negócios e conhecimento da América Latina para a indústria de óleo, gás e biocombustíveis, prometem alta performance atrelada à sustentabilidade para atender às necessidades do setor.

Segundo Rodrigo Balloni, Gerente de P&D para Oil & Gas da Oxitenos, a linha ULTRAFLUID® LB foi desenvolvida para suprir as dificuldades do mercado no processo de perfuração desde as fases iniciais do poço até as zonas de horizontais em águas ultra profundas.

“O uso de um fluido de perfuração deficiente em lubricidade pode causar uma série de problemas operacionais, como o desgaste precoce dos equipamentos e o risco de prisão da coluna, afetando fortemente o tempo da operação e adicionando custos desnecessários. Para conter esse risco, desenvolvemos essa solução Premium que, além de entregar uma excelente performance nas mais diversas condições de aplicação, apresenta baixíssima toxicidade”, explica.

Ainda de acordo o especialista, o produto proporciona a formação de um filme conciso sobre a superfície metálica, reduzindo o risco de prisão de coluna e o desgaste prematuro desses equipamentos.

Outro benefício é sua alta concentração de ativos, garantindo uma excelente performance mesmo em baixa dosagem, resultando em ganhos ambientais e logísticos em todo o processo.

O outro lançamento da companhia, o solvente não inflamável ULTROIL® HFS 135 foi desenvolvido para ser compatível com diferentes tipos de formulações, como quebradores de emulsão, sequestrantes de H₂S ou produtos combo com ambas as aplicações.

“Esse novo solvente é compatível com diversas bases desemulficantes Ele diminui a viscosidade e evita que formulações

mesmo com alguns ativos inflamáveis fiquem com ponto de fulgor abaixo de 60°C. Além disso, é solúvel em água e isento de aromáticos, gerando, portanto, um ganho frente a outras tecnologias do mercado” reforça Balloni.

Já a linha ALKEST®, destinada para contribuir com o desenvolvimento do segmento de biocombustíveis, traz produtos oriundos de matérias primas renováveis que auxiliam na maximização da produção do óleo de milho, importante coproduto do processo produtivo de bioetanol de milho, além de contribuir para a redução de emissão de CO₂ nas duas pontas da cadeia de produção, da matéria prima até o produto final.

Para otimizar a extração do óleo de milho, é necessário o uso de surfactantes para quebrar a emulsão formada entre o óleo e o xarope.

Os desemulsificantes atuam na desestabilização das microgotas de óleo dispersas na solução, favorecendo a sua agregação, processo conhecido como coalescência, e posterior separação.

Nesse cenário, a linha ALKEST® chega para apoiar nesse processo com qualidade e eficiência.

“Tanto a indústria quanto a sociedade vêm se preparando para a transição energética, e os biocombustíveis, especialmente o etanol, ganham espaço no setor de energia e recursos. Atenta a esse movimento e comprometida com o desenvolvimento de soluções sustentáveis, a Oxitenos oferece soluções em diferentes processos da produção do etanol, de cana de açúcar e milho”, diz Rodrigo Balloni.

Gás natural será um componente importante da transição energética no Brasil



O gás natural tem um papel importante na transição energética, trazendo atributos importantes como flexibilidade e resiliência à matriz energética. A opinião é do Luiz Augusto Barroso, CEO da PSR, que participou da sessão plenária que discutiu ‘O papel do gás natural na transição energética no Brasil’ durante a Rio Oil & Gas. Essa opinião é compartilhada por Thiago Barral, Presidente da EPE, que enfatizou que o gás natural continuará tendo um papel no setor elétrico, como complemento das energias renováveis intermitentes, ressaltando que a descarbonização da matriz energética também passa pela substituição por gás de outros combustíveis fósseis na indústria e no transporte. Gabriel Kropsch, vice-presidente da Abiogás, confirmou que o biogás e o biometano têm potencial muito elevado no Brasil, equivalente a 120 milhões de metros cúbicos por ano, e que os projetos podem ser desenvolvidos muito rapidamente e com custos de operação muito baixos. O avanço dos combustíveis alternativos renováveis tem sido apelidado de “Pré-Sal Caipira”, e seu potencial, visto como complementar ao crescimento da produção de gás natural a partir das reservas do Pré-Sal.

Regulação

Outro tema abordado sobre o mercado de gás foi a regulação, que segundo executivos das empresas Eneva, 3R Petroleum

e PetroReconcavo, tem impacto direto no desenvolvimento do negócio de gás natural. Representantes das companhias participaram do painel „Produção de gás natural em terra: perspectivas e soluções criativas” e afirmam que o setor precisa de regras tributárias e regulação claras. “As regras têm que ser pensadas para não inviabilizar o negócio. O segmento de óleo e gás, particularmente, possui um risco mais elevado. Para lidar com isso, é necessário ter mecanismos de gestão de riscos. O ativo Azulão-Jaguatirica (campo produtor de gás associado à geração térmica), no Amazonas, foi feito com a avaliação de mitigadores de riscos. Esse é o nosso core business, afirmou Camila Schoti, gerente geral de Comercialização de Energia, Gás Natural e Líquidos da Eneva. Ela acrescentou ainda que o produtor precisa ter a segurança de que o investimento terá retorno. Segundo Schoti, o arcabouço regulatório deve buscar essa premissa para que as empresas invistam e os negócios cresçam. A Eneva, que atualmente possui um modelo de negócio particular de produção de gás associada à geração térmica nas regiões Norte e Nordeste do país, assinou, recentemente, contratos com a Vale e Suzano, no Maranhão, e pretende expandir a venda de energia a grandes consumidores industriais.

Matheus Dias, da 3R Petroleum, argumentou que a regulação no setor de gás precisa evoluir. Segundo ele, o primeiro passo foi dado com a lei da abertura do mercado. “A gente caminha para ter um ambiente mais competitivo. Grande parte disso conversa com um esforço regulatório e com a questão tributária”, disse Dias. Já João Vitor Silva Moreira, diretor de Regulação e Novos Negócios da PetroReconcavo, contou que todo gás produzido pela empresa é comercializado para distribuidoras do Nordeste, que, de acordo com ele, tem condição de ser um importante player. “O ano de 2022 foi de ganhos e as perspectivas são boas”, destacou Moreira. Em outro painel foram discutidas as „Oportunidades e desafios do novo ambiente de negócios no setor de gás natural”. Profissionais de empresas de produção de gás natural, de transporte e de comercialização debateram os cenários para o desenvolvimento do

mercado de gás e quais investimentos serão necessários. “Investimentos em transporte de gás natural serão essenciais à medida que a oferta de gás cresça no Brasil”, afirmou Gustavo Labanca, CEO da Transportadora Associada de Gás (TAG). Já o diretor executivo da Compass Gás e Energia, Jose Carlos Broisler Oliver, avalia que há muitas oportunidades, mas é preciso diversificar as fontes”. O diretor executivo da petroleira portuguesa Galp, Victor Santos, acrescenta ainda que a empresa acredita que o gás será um facilitador da entrada do hidrogênio verde no mercado. “Na Península Ibérica, somos pioneiros em hidrogênio verde. No Brasil, estamos apostando muito. No fim de 2021, adquirimos projetos de energias renováveis, boa parte deve ser para fomentar o hidrogênio verde”, disse o executivo.

Gás da Argentina

A província de Neuquén, onde fica a região de Vaca Muerta, na Patagônia argentina, representa 65% da produção de gás natural do país e poderá vir a ser um exportador para o Brasil. A afirmação foi feita pelo governador de Neuquén, Omar Gutierrez, em conversa com o CEO da Enauta, Décio Oddone, no Energy Talks, realizada no palco principal da Rio Oil & Gas. Omar Gutierrez afirmou que a Argentina pretende ser autossuficiente em energia e que estão trabalhando para aumentar a produção de gás natural e sua exportação. “Vaca Muerta é política de estado para transformar recursos em riquezas. Nós já conseguimos reduzir o custo de produção em 50% e queremos agora aumentar a exportação”, afirmou o governador, que destacou que atualmente 20% da produção da região é exportada. Para Décio Oddone, CEO da Enauta, esta é uma boa oportunidade para o Brasil. Ele perguntou ao governador sobre a construção de gasodutos na região. “Nós vamos começar a construir gasodutos. Temos projetos, tanto no setor público, quanto no privado, e temos que continuar a trabalhar no desenvolvimento da indústria do país. O gás será muito importante para a transição energética”, afirmou Gutierrez.

Diversidade energética do Brasil é oportunidade para atração de investimentos

O Brasil reúne vantagens competitivas que colocam o país como polo de atração de investimentos e oportunidades para o aporte de capital internacional. Essa visão foi compartilhada por Luís Henrique Guimaraes, CEO da Cosan, durante almoço-palestra realizado, na Rio Oil & Gas 2022.

Para Guimarães, as cinco vantagens competitivas do Brasil – grande produção de alimentos, oferta de petróleo e gás, protagonismo em energias renováveis, mineração de alta qualidade e um potencial para emissão de créditos de carbono – formam o cenário perfeito para acelerar o desenvolvimento do país. “Passamos por um período de instabilidade mundial onde se debate o custo de energia alto e a importância da segurança energética. As empresas terão de olhar quais países e locais terão de investir”, frisou Guimarães. Segundo o executivo, o Brasil tem atrativos como menor custo de energia em comparação com outros países, o que é uma variável importante para as indústrias. “Quando analisamos o cenário, acho que o Brasil é uma ótima oportunidade para investimentos. Sou extremamente otimista. Nos próximos 10 anos, temos uma grande oportunidade para desenvolver o país e acredito ainda no empreendedorismo como uma ferramenta para o crescimento”, ressalta.

Guimarães destacou que, ao longo dos últimos anos, o país conseguiu desenvolver uma malha ferroviária mais eficiente, impactando positivamente os custos logísticos e a menor emissão de carbono. “Hoje, conseguimos transportar cargas de Rondonópolis a Santos em 70 horas, com segurança”. O executivo da Cosan ressaltou também o mercado de carbono como um diferencial competitivo. “O offset de carbono em várias formas será uma moeda, uma mercadoria de muito valor. O Brasil pode produzir mais crédito de carbono do que muitos países juntos”. Guimarães aposta ainda no desenvolvimento de biocombustíveis avançados, como o

etanol de segunda geração e os combustíveis de aviação mais sustentáveis (SAFs). “Nesse momento, a Raízen constrói três

plantas de etanol de segunda geração. E vamos construir mais 20 nos próximos anos”, concluiu o CEO.



Foto: Divulgação

Novas tecnologias prometem alavancar setor de óleo e gás, dizem especialistas

A tecnologia e recursos digitais avançados já estão em uso e devem revolucionar as operações offshore nos próximos anos. Durante o painel “Inteligência Artificial – a revolução digital no O&G”, realizado na Rio Oil & Gas, executivos da TotalEnergies, Repsol Sinopec, Radix e NVIDIA apresentaram no que as novas ferramentas já estão apoiando o setor.

Para a Coordenadora de Projetos Digitais da TotalEnergies, Mariana Kobayashi, a mistura de diferentes tipos de modelagens, como Inteligência Artificial e Machine Learning, tem sido uma peça importante para a companhia em diversas aplicações.

“Tanto no refino, quanto na logística e no setor de exploração e produção, conseguimos evitar acidentes e vazamentos. Temos resultados excelentes em toda a cadeia logística”, ressaltou.

O sócio-fundador da Radix, Geraldo Rochocz, explicou que é preciso olhar a aplicação de novas tecnologias, mas sem esquecer de todo o histórico da empresa e das ferramentas que já foram usadas no passado. “A revolução da Inteligência Artificial (IA) está apenas no começo. Essas tecnologias abrem muitas possibilidades para o futuro. Temos um potencial gigantesco com novas técnicas para o setor de óleo e gás”, disse.

Para Tamara Garcia Bermejo, Gerente de Tecnologia e Inovação da Repsol Sinopec, a digitalização representa uma oportunidade segura para empresas de upstream e toda a cadeia de fornecimento. “Temos conseguido excelentes resultados, como a otimização nos transportes de pessoas, na entrega de equipamentos nas operações offshore e em toda a nossa parte logística”, disse.



Foto: Divulgação

API e Inmetro fecham parceria para acordo de cooperação técnica

Foi assinado um acordo para um memorando de entendimento (MOU) entre o American Petroleum Institute e o Inmetro com o objetivo de cumprir a agenda regulatória e adequação do modelo de controle legal para o segmento de óleo e gás no Brasil. O evento aconteceu na Rio Oil & Gas 2022, no estande da Agência Nacional de Petróleo (ANP) com a presença da vice-presidente sênior de Serviços da Indústria Global do API Anchar Liddar e do diretor de Metrologia Legal do Inmetro Pericles Vianna.

Os desafios a serem enfrentados pelo setor de óleo e gás são grandes, visto que, além das normas a serem cumpridas, há a necessidade de prospectar laboratórios acreditados para calibrações e ensaios no Brasil. Além disso, a importância de controlar legalmente a produção de petróleo e permitir o rastreamento dos padrões impacta diretamente na arrecadação federal e dos estados e municípios. A parceria também inclui promover a cooperação, o intercâmbio de informações sobre normas API, facilitar a tradução e implementação de Normas e Programas do API pela indústria brasileira e a participação de especialistas brasileiros e americanos em reuniões, grupos e outras oportunidades conduzidas pelo API e pelo Inmetro na elaboração e discussão de informações do setor de petróleo e gás, além de promover a colaboração na realização de fóruns conjuntos, conferências, mesas redondas, workshops e outras atividades similares.

Sobre o API

O API é uma associação sem fins lucrativos com sede nos EUA que apoia todos os segmentos da indústria de petróleo e gás natural através de padrões e programas de segurança. O API foi fundado em 1919 como uma organização de desenvolvimento de padrões e desenvolveu mais de 800 padrões para melhorar a qualidade, segurança operacional e ambiental, eficiência e sustentabilidade.



Foto: Rogério Resende

Indústria e jovens discutem agenda ESG e transição energética

Durante painel “Liderança na agenda ESG”, na Arena Young Summit, o presidente do Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), Roberto Ardenghy, mostrou, que a indústria de óleo e gás está comprometida em ser um agente transformador na sociedade.

Segundo o executivo, as empresas precisam entender o seu papel e trabalhar os três pilares de modo integrado, o ambiental, o social e a governança.

“Os três pilares ESG (meio ambiente, social e governança, na sigla em inglês) devem ser implementados de forma completa. As empresas têm de ser um agente transformador da sociedade e ir além da atividade meramente empresarial. É isso que se espera de um agente transformador social”, reforçou Ardenghy.

Para Raphaella Gomes, CEO da Raízen Geo Biogás, apesar do conceito não ser novo, cada vez mais o ESG funcionará como uma espécie de licença para operar. “Empresas que não adotarem essas ações de corpo e alma deixarão de existir em algum momento”.

Ana Gomides, embaixadora da juventude da ONU e membro do Comitê Jovem do IBP, disse que as empresas precisam olhar para os seus impactos e discutir com os jovens novas formas de solucionar os desafios que o setor de energia enfrenta no processo de transição.

“O debate da transição energética é intergeracional. Muitos profissionais antes de nós já começaram a debater, mas nós jovens somos os agentes da mudança, nós estaremos na linha de frente e precisamos encontrar novas soluções”, frisou Gomides



Foto: Divulgação

Parceria inédita entre API e Abendi foi lançada na Rio Oil & Gas

O American Petroleum Institute (API), em parceria com a Associação Brasileira de Ensaios Não Destrutivos e Inspeção (Abendi), a certificação API de inspetores de ensaios não destrutivos. O instituto americano baseado Washington oferece pela primeira vez fora do país sede, o exame prático para obtenção do certificado API, para que os inspetores possam demonstrar sua competência para o setor. A cerimônia de lançamento teve a presença da vice-presidente do API Anchal Liddar e do presidente da Abendi Angelo Alberto Bellelis durante a Rio Oil & Gas 2022.

Os ensaios não destrutivos consistem em técnicas utilizadas na inspeção de materiais e equipamentos sem destruí-los ou danificá-los. Seu uso vai desde a fabricação, construção e montagem até a manutenção. Desde 2020, as entidades têm uma parceria que inclui treinamento e troca de informações para facilitar a comunicação técnica com o mercado brasileiro e colaborar em fóruns conjuntos para facilitar o intercâmbio entre especialistas brasileiros e americanos na indústria do petróleo e gás.

As técnicas oferecidas estão entre as principais ferramentas de controle da qualidade e monitoramento de materiais e componentes. Elas são amplamente utilizadas em diversos setores da indústria, especialmente no setor de petróleo e petroquímico. A certificação API vai apoiar estes setores a encontrarem profissionais especializados no Brasil e ajudar a abrir portas para empresas de inspeção e inspetores que buscam demonstrar sua expertise competitiva e tecnológica em um mercado global. Os programas de certificação e normas do API abrangem inspetores da indústria, lubrificantes, sistemas de gestão e equipamentos bem como serviços usados todos os dias durante a exploração, perfuração, produção e refino de petróleo e gás natural. A parceria vai abranger as seguintes certificações: API QUPA – Phased

Array – Ultrassom Phased Array; API QUSE – Sizing – Ultrassom – Dimensionamento; API QUTE – Detection – Ultrassom Detecção; API QUTE-TM – Thickness Measurement – Ultrassom Medição de

Espessura; API QUSE-PA – Crack Sizing – Ultrassom – Dimensionamento de Trinca e API QUTE-LSP – Long Seam Pipeline – Ultrassom – Tubo com Costura.



Foto: Rogério Resende

Tecnologia é fundamental para metas ambientais e de abastecimento da indústria



A tecnologia tem papel fundamental no futuro da indústria do petróleo, que deve avançar rumo à descarbonização, com garantia de acesso à energia por toda população – o que demandará pesados investimentos. Em debates especialistas da indústria destacaram a relevância da pesquisa e das inovações para transformar em realidade as metas do setor, num cenário de mudanças climáticas e demanda crescente por energia. Fernanda Delgado, diretora executiva corporativa do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, destacou a necessidade de investimentos para concretizar essas novas tecnologias. Segunda ela, serão demandados US\$ 90 bilhões até 2026 em inovações para promoção do netzero e 50% dos novos processos e tecnologias ainda não foram criados, de acordo com Agência Internacional de Energia. “Fósseis e renováveis não são inimigos. O futuro depende de cooperação para gerar oportunidades. Especialmente quando falamos nos segmentos de O&G e energia, que são responsáveis por 15% das emissões diretas e indiretas globais”, avalia a executiva. Para o professor de sustentabilidade da UFRJ, Millad Shadman, a eletrificação, a eficiência e a transição energética nos segmentos de O&G e energia devem estar integradas para se alcançar a neutralidade de carbono até 2050. O gerenciamento do mix energético – também composto por eólica, eólica offshore e solar – é fundamental para o avanço de uma política de baixo carbono, avalia Elbia Gannoun, presidente da ABEEólica. Ela defende que o Brasil deve ser parte de um dos principais blocos de investimentos do mundo para desenvolvimento de inovações e tecnologias disruptivas nestas áreas.

Segurança e Eficiência

Durante o painel “Novas tecnologias para o pré-sal: avanços recentes e como a tecnologia pode ajudar na geração de valor”, José Formigli, CEO da Forsea Engenharia, afirmou que um dos pilares do crescimento da produção de óleo e gás no Brasil é justamente o uso de tecnologias para que os projetos sejam seguros, eficientes e com limites cada vez mais baixos de viabilização econômica. Durante o painel, Maiza Pimental Goulart, gerente executiva do Centro de Pesquisa da Petrobras (Cenpes), ressaltou que, nos últimos dez anos, a empresa evoluiu muito no pré-sal por conta do uso de tecnologia avançada e busca mais parcerias, com empresas, academias e centros de pesquisa. O gerente geral de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação da Shell, Olivier Wambersie, concorda que, para transformar o sistema energético, é preciso parceria. Já a vicepresidente da Equinor, Ana Serrano Oñate, acredita que, num novo ambiente de negócios, é preciso se “adaptar à inovação”.

Infraestrutura

O papel da infraestrutura teve destaque nos painéis do evento por ser um dos gargalos no desenvolvimento do país, inclusive no que diz respeito à descarbonização. Para Thiago Barral, presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), é preciso combinar investimentos públicos e privados para aumentar o investimento do PIB na melhoria da infraestrutura brasileira. Ele participou do painel “Descarbonização profunda da cadeia de valor de energia”. Fernanda Delgado, diretora executiva corporativa do IBP, lembrou que o mercado e números expressivos apontam que o Brasil já fez a sua transição energética. “Muitos dizem que já fizemos a nossa transição. 85% da nossa matriz de energia elétrica é totalmente renovável. Além disso, o Brasil já sai na frente por termos o biodiesel. As refinadoras vão ter que se adaptar a um futuro de combustíveis alternativos”, afirmou. Outro ponto abordado no

painel foi a diversidade relacionada ao uso de diferentes fontes de energia em diferentes segmentos e regiões. Na prática, essa diversidade já começa a acontecer, com a participação da indústria da aviação, de portos, aeroportos, empresas de seguro e instituições de financiamento debatendo a descarbonização. Segundo Doreen Burse, vice-presidente mundial de vendas da United Airlines, quer reduzir em 85% as suas emissões de carbono até 2050.

Combustíveis e Tecnologia

O mercado de combustíveis terá crescimento de 25% a 30% da demanda até 2035, o que mostra sua relevância para a matriz energética. Para atender essa demanda, é preciso um mercado cada vez mais aberto, competitivo e com investimentos em infraestrutura, destacou Marcelo Araújo, diretor do grupo Ultrapar, durante o painel “Um novo paradigma para distribuição e revenda de combustíveis no Brasil”. “Temos ainda um desafio de infraestrutura para atender essa demanda de 30%. Estudo do IBP estima necessidade de R\$ 118 bilhões de investimentos em infraestrutura e que devem reduzir em R\$ 2,6 bilhões por ano do custo total de distribuição”, ressaltou Araújo.

Henry Hadid, vice-presidente jurídico da Vibra, destacou a importância da Lei 192, que busca a simplificação tributária no segmento dos combustíveis, e aprovou a monofasia do ICMS cobrança em apenas um elo da cadeia do setor. Symone Araújo, diretora da ANP, destacou a necessidade de a agência reguladora responder os desafios de crescimento do setor, removendo barreiras, estimulando a atuação segura de novos agentes e buscando ampliar a concorrência. “Precisamos atrair investimentos. Com privatização do refino, teremos novos fluxos e agentes competidores. Queremos ter um mercado ainda mais aberto, dinâmico e competitivo”, finalizou a diretora da ANP.

Brasil será um dos líderes globais em transição energética, analisa VP de Global Energy da S&P Global Insights

O Brasil tem enorme potencial para liderar a transição energética global, especialmente com o aperfeiçoamento do seu arcabouço regulatório e consolidação de novas fontes de energias limpas – como eólica, solar e biomassa – para o crescimento macroeconômico nacional com reflexos positivos na indústria. Estas foram as conclusões de Carlos Pascual, Senior Vice-President for Global Energy da S&P Global Commodity Insights, que foi entrevistado por Clarissa Lins (sóciafundadora da Catavento Consultoria), no primeiro CEO Luncheon da Rio Oil & Gas.

Pascual avalia que a guerra da Ucrânia mudou toda perspectiva internacional do segmento de energia. Na visão do executivo, trata-se de um evento que será de curto prazo e ainda resultará em volatilidade nos preços do Brent e do gás natural, especialmente agora no início de inverno na Europa.

Outro desafio, diz, é a demanda da China por petróleo e gás, que poderá crescer em virtude da retomada macroeconômica do país, mesmo com lockdowns em algumas cidades relevantes para escoamento de sua produção. “Este é um momento em que verificamos sanções globais com a Rússia, busca por novos fornecedores e estruturação de um novo segmento de O&G e energia”, comenta.

Segundo Pascual, o segmento de petróleo e gás ainda será cobrado globalmente por iniciativas de descarbonização e redução de emissões de gases de efeito estufa. O executivo defende que as inovações de hoje devem ser parte da mesa de discussão setorial. Devem estar presentes na agenda setorial das lideranças globais com incentivos para pesquisa

e desenvolvimento. “Esta ação trará ampla perspectiva para seguirmos como um segmento dinâmico e resiliente às mudanças

estruturais de curto prazo que podem ocorrer no mundo neste momento”, conclui.



Foto: Divulgação

Galp consolida aposta no upstream e acelera transição para renováveis e distribuição de gás



A Galp, terceira maior produtora de óleo e gás do Brasil, participou da edição da Rio Oil & Gas 2022, no Boulevard Olímpico, cujo principal destaque é a participação de seu CEO mundial, Andy Brown, um dos grandes especialistas mundiais em geopolítica do petróleo.

A Galp pretende consolidar o seu crescimento na região do pré-Sal da Bacia de Santos, acelerando simultaneamente a sua expansão nas energias renováveis e a diversificação do seu portfólio de atividades no Brasil, com a entrada no segmento de comercialização de gás natural e a avaliação de oportunidades na cadeia de valor do hidrogênio verde. Todas essas informações poderão ser conferidas na participação dos executivos da empresa, que se apresentarão em palestras do congresso e em eventos paralelos ao longo da

programação, como também no estande da companhia, localizado no 1º andar do Armazém Kobra/IBP. Outro ponto alto no evento será a Ideation Week, um evento voltado ao público universitário, onde estudantes buscarão soluções para geração de energia e melhora do acesso à energia no Brasil, com foco em soluções híbridas e que unam energias renováveis e gás natural.

Expansão no upstream impulsiona investimentos

Desde o início das suas operações no Brasil, a empresa já contribuiu com mais de 232 milhões de barris para a produção brasileira, gerando cerca de US\$ 3,5 bilhões para o país em royalties e taxas de participação. E, para a Galp, o Brasil seguirá como um grande fornecedor de energia nas próximas décadas, o que leva à intensificação de investimentos de longo prazo em projetos promissores, como é o caso da otimização do projeto Tupi/Iracema – o maior campo produtor do Brasil –, o desenvolvimento do campo de Bacalhau, entre outros. Hoje, o Brasil é o país de maior relevância econômica para a Galp, que já investiu aqui mais de US\$ 5 bilhões e prevê aportes da mesma dimensão nos próximos dez anos, à medida que acelera a sua transformação para uma matriz mais sustentável. O upstream no Brasil continua sendo a base da solidez econômica para os investimentos da Galp em novos projetos de energia alternativa de baixo carbono, ou seja, como instrumento a serviço da transformação.

Transição energética: do óleo e gás natural para as renováveis

Se tornar uma empresa de energia neutra em carbono é a meta da Galp até 2050, que está transformando a sua presença no Brasil

em função desse objetivo. Um passo importante nesse caminho é o aumento de sua participação no segmento de distribuição de gás natural, combustível essencial para a segurança energética necessária para o desenvolvimento econômico no processo de transição, por se tratar de uma fonte de energia mais estável e flexível, que permite ser alternativa quando as energias renováveis são escassas.

Após o início da comercialização de gás natural, em janeiro de 2022, a Galp continua, ainda, focada na venda de gás natural para as distribuidoras regionais e seus clientes. A empresa pretende também implementar estratégia integrada entre gás e eletricidade, dois mercados complementares. A exemplo da Bahiagás, em poucos meses a empresa conquistou mais de 30 clientes, que agora se beneficiam de um abastecimento de gás mais competitivo.

Para tanto, a Galp celebrou acordos com a Petrobras e a Transportadora Associada de Gás para garantir o acesso às infraestruturas de processamento e transporte, além da comercialização da produção de gás proveniente de Sapinhoá Norte da Repsol Sinopec.

Em renováveis, a Galp é atualmente um dos principais players de energia solar fotovoltaica na península Ibérica e em expansão para a América Latina, com um portfólio combinado de 9,4 GW na Espanha, Brasil e Portugal, dos quais 1,2 GW já em fase de produção. Até 2030 a meta é a de uma capacidade operacional bruta renovável de cerca de 12 GW. A maioria dos parques solares já operam e mais da metade da capacidade de produção em desenvolvimento está no Brasil, com 5,4 GW.

Acelen planeja investimentos de R\$ 1,1 bilhão em 2023 com foco em eficiência energética e modernização da refinaria de Mataripe, na Bahia

A Acelen, gestora de refinaria na Mataripe, na Bahia, programa investimentos de R\$ 1,1 bilhão em eficiência energética e modernização da unidade até o final de 2023.

Durante o CEO Talks, na Rio Oil & Gas, o presidente da empresa, Luiz de Mendonça, disse que este quantitativo de aportes já ocorreu neste ano.

Cerca de 55% deste total, em 2022, é aplicado em eficiência hídrica, redução de pegada de carbono e melhoria nos índices ambientais.

Os outros 45% dos recursos são destinados a programas de modernização e manutenção com paradas programadas.

O executivo reforçou que a empresa, após iniciar as operações na refinaria, que estava sob controle da Petrobras até dezembro de 2021, encontrou um mercado ainda volátil com falta de um player forte privado no setor de refino nacional.

Mendonça comenta que o Brasil é uma das fronteiras da transição energética na sua visão e analisa aquisições em ativos de renováveis locais – como solar e eólica –, investindo em uma equipe dedicada de novos negócios para crescer no mercado e analisar futuras oportunidades nos próximos meses.

A Acelen deseja ampliar seus negócios com companhias locais e apoiar o Brasil na maturação e competitividade do mercado de refino. “Desejamos comprar mais petróleo de empresas brasileiras. Hoje, a Petrobras é o nosso principal fornecedor”, analisa.



Foto: Divulgação

ANP reclassifica OSDUC como duto de transporte

A Diretoria da ANP aprovou a reclassificação do oleoduto OSDUC, de duto de transferência para duto de transporte, a partir do pedido da empresa VAST Infraestrutura. A medida faz parte do projeto para implementar uma alternativa de suprimento de petróleo para duas das maiores refinarias do país.

O OSDUC é um duto de petróleo de 180 quilômetros de extensão que conecta o Terminal de Cabiúnas (Macaé-RJ) ao Terminal de Campos Elíseos (Duque de Caxias-RJ), sendo todo o sistema operado pela Transpetro. Por meio do OSDUC o petróleo da Petrobras produzido na Bacia de Campos é movimentado até Duque de Caxias, onde esse produto abastece tanto a Refinaria Duque de Caxias (REDUC – Petrobras), no mesmo município, quanto pode ser transferido para Betim-MG, via oleoduto ORBEL II, para abastecer a Refinaria Gabriel Passos (REGAP). O OSDUC era, até então, autorizado pela ANP como duto de transferência, de uso exclusivo da Petrobras.

Pela Lei do Petróleo (Lei 9478/97), um duto de transferência é aquele cujo percurso é considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário, ou seja, somente ele utiliza essa infraestrutura. O duto de transporte, por sua vez, é aquele em que há mais de um interessado e, portanto, há o compartilhamento da infraestrutura.

Nesse caso, o duto deve ser operado por um transportador, que não pode comercializar os produtos movimentados, e está sujeito às Resoluções ANP nº 35/2012 e nº 716/2018, as quais determinam o livre acesso aos oleodutos e o tratamento não discriminatório dos diversos carregadores.

Quando há o comprovado interesse de terceiros em um duto de transferência, a ANP tem a atribuição legal de

reclassificá-lo como duto de transporte, conforme art. 59. da Lei do Petróleo. Nesse sentido, a VAST Infraestrutura manifestou seu interesse e a ANP aprovou a reclassificação do OSDUC. Essa decisão, em conjunto com outros investimentos da empresa em um terminal aquaviário e em outros dutos de transporte, poderá viabilizar uma fonte de suprimento de petróleo alternativa para as Refinarias REDUC (Rio de Janeiro) e REGAP (Minas Gerais), a partir do Porto do Açu, em São João da Barra-RJ.

No contexto atual, com o avanço do programa de desinvestimento

da Petrobras e uma nova dinâmica para o mercado de combustíveis, o livre acesso é um importante instrumento de fomento à competitividade nos setores de petróleo e de combustíveis, permitindo que diferentes agentes acessem a infraestrutura de transporte existente para a movimentação de seus produtos. A reclassificação do OSDUC, em conjunto com as regras de acesso aos terminais aquaviários recentemente aprovadas através da Resolução ANP nº 881/2022, possibilita que diferentes produtores de petróleo estejam aptos a fornecer petróleo para as refinarias do Rio de Janeiro e Minas Gerais.



Petrobras obtém ganhos de R\$ 342 milhões com melhorias na gestão da cadeia de suprimentos

ASCM, uma das principais organizações internacionais do setor, concede prêmio à companhia na categoria Transformação Corporativa



Foto: Divulgação

A Petrobras obteve ganhos de R\$ 342 milhões entre 2021 e 2022, como reflexo da implementação de uma série de avanços em sua gestão da cadeia de suprimentos, voltada para suas atividades de exploração e produção, refino e transporte de produtos e serviços. Os ganhos de eficiência foram obtidos, principalmente, devido aos avanços na gestão de suprimentos para manutenção, reparo e operação das unidades operadas pela companhia – como plataformas de produção, embarcações de apoio, sondas de perfuração, unidades de tratamento de gás, entre outras.

Essa economia contribuiu para os resultados já apresentados pela empresa, refletindo a redução em 25% da cobertura de estoque da Petrobras – bem como o corte

de 34% de excesso de estoque e de 40% dos códigos de materiais ativos na companhia, indicadores importantes na gestão da cadeia de suprimentos (supply chain).

A gestão de suprimentos envolve a disponibilização dos mais diversos tipos de materiais, como tubos e conexões, equipamentos submarinos, turbinas, bombas, compressores e seus sobressalentes necessários para dar suporte às operações da companhia.

A Petrobras dispõe de uma cadeia de suprimentos complexa, com milhares de fornecedores e necessidade de disponibilização permanente de materiais para suas diversas operações. Em paralelo, a gestão de suprimentos da companhia tem o desafio de evitar o desabastecimento de materiais nessas unidades e, ao mesmo tempo, impedir despesas inerentes a eventuais estoques excessivos ou intempestivos.

Os ganhos obtidos nessa área refletem o foco da Petrobras na melhoria da gestão, disciplina na alocação de capital e redução de custos. Os ganhos de eficiência na gestão de suprimentos da companhia contaram com o uso intensivo de tecnologia.

A companhia aprimorou um sistema informatizado para avaliação automática dos pedidos de compra e requisição das unidades, com base em um algoritmo para determinar se os materiais eram ou não necessários.

Se fossem necessários, seriam adquiridos. Se não estivesse claro, os pedidos eram analisados e refinados, o que levaria à

compra ou à eliminação total do pedido.

Reconhecimento internacional da ASCM

Em reconhecimento aos avanços em sua gestão de suprimentos, a Petrobras recebeu, ontem (20/09), em Chicago, (EUA) o prêmio de Excelência da Association for Supply Chain Management (ASCM), principal organização global dedicada a esse segmento.

A companhia alcançou o 1º lugar na categoria “Transformação Corporativa”, que reconhece melhorias na gestão da cadeia de suprimentos que alavancam resultados de negócios. A avaliação é feita pela ASCM, utilizando o modelo de Referência de Operações da Cadeia de Suprimentos (SCOR).



Foto: Divulgação

Helix Energy Solutions garantiu outra extensão de seus contratos

A empresa garantiu outra extensão de seus contratos de afretamento e serviços de intervenção em poços com a Petrobras para o navio de intervenção em poços Siem Helix 2. A extensão de dois anos segue diretamente os contratos atuais da Helix com a Petrobras e está programada para ser concluída em dezembro de 2024.

O contrato inicial de quatro anos entre as duas empresas para a embarcação foi prorrogado por um ano no final de 2021 a uma taxa reduzida. De acordo com a Helix, a Siem Helix 2 está atualmente realizando atividades de intervenção em poços baseados em risers nas Bacias de Santos e Campos offshore no Brasil e até agora concluiu mais de 60 intervenções em poços para a Petrobras.

“As condições do mercado globalmente e no Brasil estão melhorando, e a demanda por nossos ativos de classe mundial e equipes experientes tem aumentado constantemente”, disse Scotty Sparks, vice-presidente executivo e diretor de operações da Helix.

“O Siem Helix 2 forneceu consistentemente serviços de intervenção em poços líderes do setor e do mundo para a Petrobras. Esta extensão de dois anos demonstra a capacidade da Helix de fornecer continuamente soluções inovadoras para atender às necessidades dos clientes, apoiadas por nossa experiência e histórico comprovado, e apoia nosso modelo de negócios de Transição Energética de oferecer aos clientes a capacidade de maximizar a produção de seus poços existentes.”

O Siem Helix 2 é um navio de intervenção de poço avançado e construído especificamente para realizar serviços submarinos, como aprimoramento de produção, descomissionamento de poços, instalação submarina,

operações de guindastes offshore e ROV, trabalhos de construção offshore e recursos de resposta a emergências, disse Helix. No Siem Helix 2, por um período firme de três e cinco anos, início deste ano, a Helix celebrou um novo acordo com a empresa respectivamente.



Foto: Divulgação

TechnipFMC obtém contrato com a TotalEnergies

A TotalEnergies concedeu à TechnipFMC um contrato de engenharia, aquisição, construção e instalação (EPCI) para o campo Lapa Nordeste no pré-sal da Bacia de Santos.

Sob o contrato descrito como “significativo”, a TechnipFMC irá reconfigurar e instalar umbilicais e tubos flexíveis em uma nova configuração definida para garantir ainda mais a produção do campo.

“O mercado offshore brasileiro está se tornando mais diversificado em relação ao escopo de trabalho e oportunidade do cliente”, disse Jonathan Landes, presidente da Subsea da TechnipFMC.

“Na Lapa Nordeste, estamos trabalhando com um cliente valioso com quem construímos um relacionamento de confiança. Ao oferecer a flexibilidade de uma campanha em fases, estamos ajudando a TotalEnergies a acelerar seu cronograma e iniciar a produção mais cedo.”

As duas empresas também estão trabalhando juntas em Angola. Ou seja, a TechnipFMC ganhou um contrato em junho para fornecer sistemas de produção submarinos para o desenvolvimento da Fase 3 do CLOV no Bloco 17.

O contrato é o primeiro sob o novo acordo-quadro que as partes assinaram no início de maio, cobrindo árvores submarinas para desenvolvimentos brownfield no Bloco 17.

Para a TechnipFMC, um contrato “significativo” está entre US\$ 75 milhões e US\$ 250 milhões.

O campo de petróleo e gás da Lapa, anteriormente conhecido como Carioca, foi descoberto em 2007 antes de Sapinhoá ser descoberto no mesmo bloco em 2008. O bloco BM-S-9 foi então dividido em dois sub-blocos para Lapa e

Sapinhoá. A produção comercial plena da Lapa começou no final de 2016 através do FPSO Cidade de Caraguatatuba, de 100.000 b/d. A TotalEnergies opera o campo que fica a 270 quilômetros da costa do Brasil, trabalhando com a MODEC, operadora do FPSO.



Foto: Divulgação

Equinor toma medidas para reduzir as emissões de CO2 em seu maior campo operado fora da Noruega

A Equinor embarcou na substituição do diesel por gás natural como principal combustível para geração de energia em um campo offshore no Brasil para reduzir a pegada de carbono de suas operações com substituição de combustível.



Foto: Divulgação

Após o recente reinício da produção no campo de Peregrino, na Bacia de Campos, a Equinor, em nome dos parceiros da Peregrino, revelou que seu projeto de importação de gás começou a operar no campo com gás natural sendo entregue através do gasoduto Rota 2 da Petrobras.

A empresa destacou que realizou uma série de modernizações em Peregrino para diminuir a intensidade de carbono. Isso foi confirmado por Veronica Coelho, presidente da Equinor no Brasil, que explicou ainda que “com essas novas melhorias, as reduções na intensidade das emissões do campo serão bastante significativas”.

Segundo a empresa, o campo de Peregrino é seu maior ativo operado fora da Noruega e consiste em um FPSO e duas plataformas fixas. Como parte do desenvolvimento da Fase II da Peregrino, a gigante norueguesa instalou uma terceira plataforma fixa, Peregrino C, que deve começar a operar no campo ainda neste trimestre. A Equinor sublinhou que, uma vez que Peregrino Fase II esteja em operação, prevê-se que

a importação de gás natural evite 100 mil toneladas de emissões de CO₂ do campo por ano, estendendo a vida útil e o valor do campo e adicionando 250-300 milhões de barris. “Teremos uma redução de 80% no consumo de diesel e esperamos que cada barril de óleo produzido pela Peregrino agora emita 50% menos CO₂”, acrescentou Coelho.

O campo de Peregrino, que iniciou a produção em 2011, está localizado nas licenças BM-C-7 e BM-C-47, a aproximadamente 85 km da costa brasileira. Este campo é operado pela Equinor com

60% de participação, enquanto seu parceiro, Sinochem, detém os 40% restantes. Quando se trata das atividades mais recentes da Equinor em outros lugares, vale a pena notar que a empresa norueguesa concedeu um contrato de vários anos ao Bristow Group no início deste mês.

Este acordo é para serviços de busca e salvamento (SAR), apoiando as operações da Equinor na plataforma continental do sul da Noruega (NCS).



Foto: Divulgação

Deep Seed Solutions tem o orgulho de anunciar a assinatura de contrato



Foto: Divulgação

A Deep Seed Solutions tem o orgulho de anunciar a assinatura de um contrato para um Projeto de Pesquisa Industrial Conjunta, Desenvolvimento e Demonstração denominado i-Concept JIP – Fase 2 com Repsol Sinopec Brasil, Shell Brasil Petróleo LTDA e outras empresas de energia.

Alinhado com os objetivos estratégicos de eficiência de projetos de capital, economia de baixo carbono, e transição energética, o i-Concept JIP Fase 2 se concentra no desenvolvimento de módulos computacionais aplicados para gerar, e classificar, uma ampla variedade de sistemas conceituais offshore, abordando tecnologias para reduzir emissões de carbono, e criando as bases para simular sistemas híbridos no sistema especialista FLOCO®, combinando ativos de produção de petróleo e gás e sistemas offshore de geração de energia verde.

Como principais pacotes de trabalho, o i-Concept JIP Fase 2 abordará: i) Fábrica Submarina e Sistemas Avançados de Processamento Submarino; ii) Recuperação Avançada de Petróleo por Injeção de CO₂; iii) Captura, Utilização e

Armazenamento de Carbono (CCUS); e iv) Transição Energética.

Em complemento à eficiência do projeto de capital já disponível pelo do sistema especialista FLOCO®, o i-Concept JIP Fase 2 permitirá que as empresas de energia considerem, ainda na fase de engenharia conceitual, tecnologias para reduzir suas emissões de carbono offshore, para apoiar seus objetivos desafiadores de zero emissões no médio prazo. “Além da avaliação estruturada de uma extensa gama de arquétipos e conceitos que priorizam indicadores econômicos, o i-Concept JIP Fase 2 amplia a avaliação do impacto de tecnologias emergentes quando integradas a uma gama de diferentes sistemas de energia de baixo carbono em ambiente offshore.” – diz Marcelo Andreotti, Gerente de Pesquisa em Instalações de Produção e Operações da Repsol Sinopec Brasil.

De acordo com Diego Russo Juliano, Gerente de Tecnologia Submarina da Shell Brasil Petróleo LTDA., “A Fase 2 do i-Concept JIP está totalmente alinhada com a Shell Powering Progress Strategy, alavancando formas digitais e P&D em nossa transição para Net-Zero”. A fase anterior do projeto i-Concept JIP foi uma das finalistas do Prêmio ANP de Inovação Tecnológica 2020, um importante evento que reconhece e premia resultados associados a projetos de P&D de interesse do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis.

De acordo com Leandro Basilio, CEO da Deep Seed Solutions, “É uma grande satisfação e motivo de grande orgulho para toda a equipe da Deep Seed Solutions ver a adoção da tecnologia que desenvolvemos juntos na Fase 1 do i-Concept JIP e a continuação do desafio com a Fase 2, permitindo um alinhamento sinérgico da eficiência dos projetos de capital com a economia de baixo carbono e a transição energética.”

Com o apoio da ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil, a tecnologia gerada por meio deste

projeto trará grande vantagem competitiva no processo de engenharia conceitual aplicada ao desenvolvimento conceitual de províncias de energia offshore.

A lista completa das empresas de energia que apoiam o i-Concept JIP Fase 2 pode ser encontrada no “ANP – Painel Dinâmico de Projetos Iniciados – Regulamento Técnico nº /2015”, no site da ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural, e Biocombustíveis do Brasil.

Sobre a Deep Seed Solutions:

A Deep Seed Solutions é uma organização inovadora, voltada para o desenvolvimento de tecnologias aplicadas a processos complexos de engenharia. Com foco na Indústria de Energia, a empresa está colaborando com a eficiência de projetos de capital, a economia de baixo carbono e a transição energética, por meio de sua forte expertise em transformação digital.

Sobre a Repsol Sinopec Brasil:

A Repsol Sinopec Brasil é pioneira na abertura do mercado de E&P e na exploração do pré-sal brasileiro. A empresa é a terceira maior produtora de petróleo e gás do país no setor privado, com operações no campo de Albacora Leste, na Bacia de Campos e nos campos de Lapa e Sapinhoá – o terceiro maior campo produtor do Brasil – na camada do pré-sal da Bacia de Santos.

Sobre a Shell Brasil:

Com 109 anos no país, a Shell é uma empresa de energia integrada com participação em Upstream, no Novo Mercado de Gás Natural, Trading, Pesquisa & Desenvolvimento e no Desenvolvimento de Energias Renováveis, com um negócio de comercialização no mercado livre e produtos ambientais, a Shell Energy Brasil. Aqui, a distribuição de combustíveis é gerenciada pela joint-venture Raízen, que recentemente adquiriu também o negócio de lubrificantes da Shell Brasil.

Nalco Water entregará obras de tratamento de água para Shell Jurong Island



Foto: Divulgação

A Nalco Water, empresa de gerenciamento de água e processos da Ecolab, projetará, construirá, operará, será proprietária e manterá uma nova estação de tratamento de água na Shell Jurong Island, um local de fabricação de produtos químicos.

A planta está programada para iniciar as operações em julho de 2023 e deve contribuir para a ambição de conservação de água da Shell.

A Ecolab supervisionará o processo de projeto e construção, bem como o comissionamento e a operação, uma vez concluídos.

O projeto inclui uma etapa que passará a água por um processo de pré-tratamento e ultrafiltração para que, mesmo quando houver maiores variações na qualidade da água que

passa pela alimentação, melhor consistência possa ser garantida na qualidade do produto final. Após a etapa de pré-tratamento, há também um processo de osmose reversa que pode tratar até 24.000 m3 de água por mês.

A Ecolab designará uma equipe de especialistas em água de sua sede regional da Ásia-Pacífico em Cingapura e outros escritórios no sudeste da Ásia, com a experiência operacional necessária, com base nas instalações da Shell Jurong Island.

A combinação dessa experiência no local com os avançados testes de laboratório e conhecimento técnico da empresa garantirá que a estação de tratamento de água funcione sem problemas e de maneira confiável.

Greg Lukasik, vice-presidente sênior e chefe de mercado para o

Sudeste Asiático da Ecolab, disse: “Nossos Objetivos de Impacto Ecolab se concentram em ajudar nossos clientes a economizar 300 bilhões de galões de água até 2030.

Nosso objetivo é ajudar nossos clientes a avançar para um consumo de água mais responsável, por isso, estamos muito satisfeitos em ajudar a Shell a avançar em suas ambições com esta nova estação de tratamento de água na Shell Jurong Island.

“Ronald Doesburg, Gerente Geral da Shell Jurong Island, disse: “Na Shell, nossa ambição é conservar a água doce reduzindo o consumo e aumentando a reutilização e a reciclagem. Para conseguir isso, trabalhamos com organizações globais de tecnologia como a Ecolab para avançar em nossa ambição de melhorar a gestão da água e promover a circularidade e a eficiência hídrica em nossas operações.”



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

Clariant Oil Services lança o PROGRAMA D3 para apoiar a redução de carbono e a sustentabilidade na indústria de petróleo

A Clariant Oil Services, uma fornecedora líder de soluções químicas, lança o PROGRAMA D3 que apresenta soluções mais sustentáveis para a indústria de petróleo e gás.

A iniciativa impulsiona novos avanços no setor, ajudando as empresas a reduzir as emissões de carbono e a reforçar a segurança sem risco de interrupções nas operações.

O D3 é formado por três pilares fundamentais: Decarb, utiliza tanto a nanotecnologia como ingredientes de fontes renováveis para reduzir as emissões de carbono das operações dos clientes; Densify, representa um novo conceito de aplicação, com produtos mais concentrados, facilitando a logística e fortalecendo as iniciativas de sustentabilidade; e Detox, incorpora formulações com matérias-primas mais compatíveis com o meio ambiente.

“A indústria de petróleo e gás deu passos enormes para acelerar o desenvolvimento sustentável. Em resposta ao aumento das normas ambientais ao redor do mundo, estamos colaborando com os clientes para proativamente introduzir em seus portfólios soluções e aplicações mais compatíveis com o meio ambiente”, declara Jonathan Wylde, Global Head of Innovation da Clariant Oil Services.

“Enquanto o mercado de energia avança para satisfazer as demandas globais, estamos atendendo com agilidade as necessidades dos clientes, que fornecem recursos naturais críticos ao mesmo tempo em que buscam reduzir sua pegada de carbono”.

Entre os principais benefícios do programa estão a simplificação logística de transporte e armazenagem, a

introdução de ingredientes concentrados que requerem menor dosagem na aplicação, a otimização de operações onshore e offshore, a utilização de formulações mais compatíveis com o meio ambiente, e maior segurança nas operações.

O PROGRAMA D3 da Clariant Oil Services é uma iniciativa global que abrange uma excepcional linha de produtos comprovados, como:

FOAMTREAT WET: elimina a formação de espuma na etapa de

tratamento primário do petróleo;

PHASETREAT WET: proporciona separação mais eficiente do petróleo e da água; e WAXTREAT SZ: inibe a precipitação de parafinas, garantindo melhor escoamento para o petróleo.

Para saber mais sobre o PROGRAMA D3 e o amplo portfólio de soluções da Clariant Oil Services para a indústria de petróleo, acesse [aqui](#).



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

Petrobras encerra processo de venda do campo de Albacora e planeja investimentos no ativo

A Diretoria Executiva da Petrobras aprovou o encerramento do processo competitivo para venda da concessão de Albacora, que será mantida integralmente na carteira. A Petrobras estava em fase de negociação com a PetroRio S.A. para venda do campo. No entanto, apesar dos esforços de ambas as partes, não foi possível convergir para condições que refletissem a avaliação do ativo para a Petrobras.

Desta forma, a Petrobras dará continuidade ao projeto de revitalização de Albacora, localizado em águas profundas da Bacia de Campos (RJ), que contempla o desenvolvimento da produção do reservatório de Forno, localizado no pré-sal de Albacora.

O projeto prevê a contratação de uma nova plataforma do tipo FPSO (sistema flutuante que produz, armazena e transfere petróleo) para o campo em substituição às duas unidades de produção que operam no ativo atualmente (P-25 e P-31).

A companhia segue plenamente comprometida com seu programa de gestão ativa de portfólio e reforça o compromisso com a ampla transparência dos processos de desinvestimentos.

Nesse sentido, é importante ressaltar que a Petrobras segue reavaliando periodicamente seu portfólio de ativos, identificando continuamente quais devem ser desinvestidos e quais devem ser foco de seus investimentos.

A decisão de encerrar o processo de venda de Albacora não afeta o desinvestimento em curso do campo de Albacora Leste, cujo contrato de venda foi assinado com a PetroRio S.A. em 28/04/2022. A Petrobras segue comprometida com o fechamento dessa transação.



Foto: Divulgação

Revista digital
Oil & Gas Brasil

ANUNCIE CONOSCO!!!

Próxima edição: nº 34 - Novembro
Entrega de material: 07/11
Circulação: 11/11