

Revista digital Oil & Gas Brasil

Ano 2022 . Edição 34 . nº 034

- * Shell Brasil contrata Helix para descomissionamento de poço
- * Plataforma P-68, no pré-sal, bate recorde de produção diária
- * Aker Solutions garante contrato com a Petrobras
- * Prosafe mira mais um contrato no Brasil
- * Equinor produz primeiro óleo de nova plataforma no Brasil

Entrevista exclusiva



Carlos Alberto Pedroso,
presidente da SPE Seção Brasil

**Vamos sempre agregar
valor à indústria de óleo
e gás**

Bacia de Santos: novos recordes no pré-sal



**Descoberta de petróleo em águas profundas
no Brasil**



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 artigo

16 entrevista exclusiva

21 petróleo e gás

Seções:

03 sumário

04 editorial

22 petróleo e gás

26 petróleo e gás

29 petróleo e gás

31 petróleo e gás

33 petróleo e gás

34 petróleo e gás

36 petróleo e gás

38 petróleo e gás

39 petróleo e gás

40 petróleo e gás

41 petróleo e gás

42 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
Editores: Flávia Vaz **Comercial:** Irys Lima / Leandro Jesus / Lorrane Fourny
Diagramação: MJB Editores Associados **Fotos:** Banco de imagens da Petrobras, Ag. Petrobras, ANP e Redação. **Circulação:** Mensal envio para + 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

Oferta Permanente de Partilha (OPP)...

Os 11 blocos disponíveis no edital da Oferta Permanente de Partilha de Produção (OPP) receberam declarações de interesse de empresas inscritas no processo e serão oferecidos no 1º Ciclo, marcado para 16/12/2022. Dos 11 blocos em oferta, Água Marinha e Turmalina na Bacia de Campos e, Ágata, Esmeralda, Jade e Tupinambá, na Bacia de Santos, estavam previstos para serem ofertados na 7ª e 8ª rodadas de partilha de produção. Os demais não receberam ofertas em rodadas de licitação de partilha da produção realizadas anteriormente pela ANP: Itaimbezinho (4ª Rodada de Partilha, Bacia de Campos), Norte de Brava (6ª Rodada de Partilha, Bacia de Campos), Bumerangue, Cruzeiro do Sul e Sudoeste de Sagitário (6ª Rodada de Partilha, Bacia de Santos).

As empresas já qualificadas para o 1º Ciclo da OPP têm um prazo extra, até 8/11, para encaminharem declarações de interesse e garantias de ofertas adicionais para outros blocos além daqueles para os quais já haviam declarado interesse. A Petrobras manifestou, em 3/2/2022, ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o interesse no direito de preferência em blocos a serem licitados no Sistema de Oferta Permanente, sob o regime de partilha de produção, nos termos da Lei nº 12.351/2010 e do Decreto Federal nº 9.041/2017. Também foi divulgada mais uma empresa qualificada para a OPP: Equinor Brasil Energia Ltda. Ela se soma às empresas que já haviam sido qualificadas anteriormente, totalizando nove: Petrobras; Shell Brasil Petróleo Ltda; Chevron Brasil Óleo e Gás Ltda; BP Energy do Brasil Ltda.; Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda.; Petronas do Brasil Ltda.; Qatar Energy Brasil Ltda.; e Total Energy EP Brasil Ltda.

boa leitura!

A editora



Foto: Divulgação

Bacia de Santos: novos recordes no pré-sal:

Responsável por mais de três quartos da produção de óleo e gás do Brasil, que em setembro registrou uma média quase 3,7 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), a bacia de Santos vem superando todas as expectativas desde a descoberta do pré-sal, há cerca de 15 anos. Mais ainda: quebrando paradigmas e registrando recordes.

Por Julia Vaz



A bacia de Santos vem alavancando a produção de petróleo e gás no Brasil, que tem registrado nessa região picos de produção inimagináveis há uma década. De acordo com o painel dinâmico da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o Brasil teria superado o marco de 4 milhões de boed no dia 1º de setembro, sendo a média do período em torno de 3,8 milhões de boed. Em torno de dois terços dessa produção é oriunda da bacia de

Santos, que tem os maiores campos produtores do país (e que estão entre os maiores do mundo no cenário offshore), como Tupi e Búzios, que sozinhos produzem em torno de 1,9 a 2 milhões de boed.

Segundo dados dos painéis dinâmicos da ANP, essa bacia produziu em 1º de outubro mais de 2,3 milhões de barris de óleo/dia (bpd) e quase 92,6 milhões de metros cúbicos de gás natural.



Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural
Produção Média



FPSOs 'cravam' recordes sucessivos

Mas não é somente os campos campeões que quebram recordes. As unidades que operam nessa bacia têm acumulado recordes. É o caso da P-68, que opera nos campos de Berbigão e Sururu, e que em junho havia atingido sua capacidade plena de produção, alcançando a maior média de produção no terceiro trimestre do ano (148 mil bpd).

O bom desempenho dos poços e da plataforma levaram-na a quebra um recorde de produção diária, atingindo 161 mil barris em 8 de outubro. Ficou acima de sua capacidade nominal por conta das otimizações alcançadas na planta de produção.

A plataforma, que opera a cerca de 230 km da costa do estado do Rio de Janeiro, em profundidade d'água de 2.280 metros, foi a quarta unidade da série de replicantes (sistemas com projetos padronizados) a entrar em operação no pré-sal.

Os campos de Berbigão e Sururu estão localizados na concessão BM-S-11A, operada pela Petrobras (42,5%), em parceria com a Shell Brasil Petróleo Ltda. (25%), Total E&P do Brasil Ltda. (22,5%) e a Petrogal Brasil S.A. (10%).

E ela não está sozinha: a P-70, no campo de Atapu, e unidades P-74, P-75, P-76 e P-77, em Búzios, segundo a Petrobras, "têm conseguido, em função das condições operacionais, produzir

matéria de capa (continuação)

acima da sua capacidade nominal e têm sido importantes para a performance de produção do ano de 2022”.

E outras mais vão entrar nesse ranking de superação. O FPSO Guanabara, que em abril entrou em operação no campo de Mero, o terceiro maior campo de petróleo do pré-sal (atrás apenas de Búzios e Tupi), na bacia de Santos, atingiu uma produção média de 65 mil bpd no terceiro trimestre, com a entrada em operação de dois novos poços produtores e dois poços de injeção de gás.

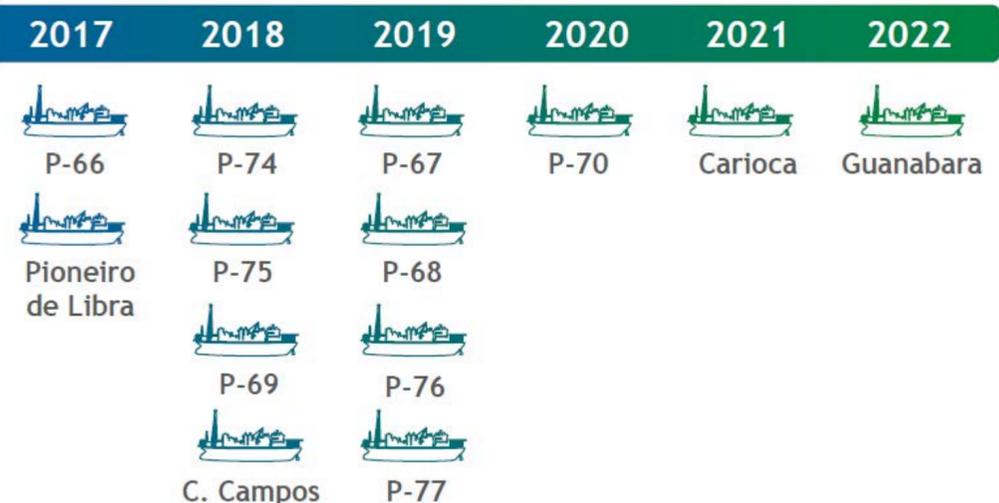
A unidade tem capacidade de processar até 180 mil barris de óleo e 12 milhões de m³ de gás, o que representa 6% da produção operada pela Petrobras, contribuindo para o crescimento da produção total da companhia, da qual 73% é oriundo do pré-sal. Na primeira ‘onda’ serão interligados 6 poços produtores e 7 injetores ao FPSO, que deverá atingir seu pico de produção até o final de 2022.

“O FPSO Guanabara é a unidade de produção de petróleo mais complexa a operar no Brasil. A implementação de um projeto com essa tecnologia é resultado de mais de uma década de aprendizado no pré-sal e da atuação integrada entre a Petrobras, parceiros e fornecedores. O projeto foi concebido visando aliar capacidade produtiva, eficiência e redução de emissões de gases de efeito estufa”, destacou João Henrique Rittershausen, diretor de Desenvolvimento da Produção da Petrobras.

Unidades gigantes: grandes produções

Na apresentação dos resultados da companhia, no início de novembro, ele destacou que nada menos que 13 sistemas que entraram em produção nos últimos anos representam 50% da produção atual. Contribuindo de forma decisiva para “a alta performance financeira e operacional da Petrobras, que reportou lucro líquido de US\$ 8,8 bilhões, o 4º maior lucro líquido trimestral da história da companhia.

13 sistemas que entraram em produção nos últimos anos representam **50%** da produção atual



Entre eles está o FPSO Carioca, no campo de Sépia, atualmente a maior plataforma no Brasil em termos de complexidade e de produção, com cerca de 175 mil barris/dia produzidos, volume próximo à capacidade máxima projetada, de 180 mil barris/dia. A unidade tem também capacidade diária de processamento de 6 milhões de m³ de gás natural.

Na atual fase, o gás associado é utilizado para geração de energia elétrica para consumo próprio e o excedente é reinjetado no reservatório para manutenção de pressão através de dois poços injetores. A previsão é de que até o final de 2022 o FPSO exporte gás. Além desses dois poços injetores, hoje a plataforma tem interligados quatro poços produtores. Avançando no processo de ramp up, a unidade terá mais três poços produtores e dois injetores na primeira onda do projeto.

Outra gigante que deve entrar em operação é o FPSO P-71, que vai operar no campo de Itapu, na bacia de Santos. Com capacidade de produzir diariamente até 150 mil barris de óleo e até 6 milhões de metros cúbicos de gás, e armazenar 1,6 milhão de barris de óleo,

a P-71 deverá entrar em operação em dezembro de 2022, para atingir o seu pico de produção até o final de 2023.

Ela é última da série de replicantes, integrada pela P-66, P-67, P-68, P-69 e P-70. Essas unidades apresentam alta capacidade de produção, tecnologias avançadas de operação e redução de emissões, com o mesmo projeto de engenharia replicado.

Um exemplo da tecnologia para redução de emissões dos Replicantes é o sistema de FGRU (Flare Gas Recovery Unity), usado para aproveitar o gás gerado no processo de produção e diminuir a sua queima e liberação na atmosfera.

Novas descobertas

A bacia de Santos também é geradora de novas descobertas. Na virada de outubro, a Petrobras confirmou presença de petróleo na área coparticipada de Sépia, com a perfuração do poço 4-BRSA-1386D-RJS, no extremo noroeste do campo. O poço está localizado a 250 km ao sul da cidade do Rio de Janeiro, a uma profundidade d’água de 2197 metros.

“A espessura efetiva da coluna de óleo é uma das maiores já registradas no Brasil”, declarou a Petrobras, que opera o consórcio integrado pela TotalEnergies, Qatar Energy e Petronas, tendo a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) como gestora, uma vez que se trata de área sob cessão onerosa

A área coparticipada de Sépia é composta pelo bloco de Sépia, adquirido pela Petrobras (100%) por meio do Contrato de Cessão Onerosa, firmado com a União em 2010, e pelo bloco Sépia - ECO, que foi adquirido em dezembro de 2021, na 2ª rodada de licitação dos volumes excedentes da cessão onerosa, realizado pela ANP.

Dois dias antes a Petrobras havia informado outra descoberta, dessa feita no bloco Aram, na porção sudoeste da Bacia de Santos, no qual a petroleira concluiu o teste de formação no poço

matéria de capa (continuação)

pioneiro 1-BRSA-1381-SPS (Curaçao). A nova descoberta está localizada a 240 km da cidade de Santos-SP, em profundidade d'água de 1905 metros.

De acordo com a Petrobras, “o teste de formação a poço revestido (TFR) avaliou um espesso intervalo de reservatórios carbonáticos do pré-sal, no qual foi possível conhecer sua produtividade através de dados dinâmicos de produção.

Durante o teste foram coletadas amostras de óleo que serão posteriormente caracterizadas por meio de análises de laboratório”.

O Bloco Aram foi adquirido em março de 2020, na 6ª rodada de licitação da ANP, sob o regime de Partilha de Produção, tendo a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) como gestora. A Petrobras é a operadora do bloco, com 80% de participação, em parceria com a empresa CNPC (20%).

Descobertas que deverão reafirmar a vocação campeã dessa bacia.

Oferta permanente tem 7 blocos na bacia de Santos

A Oferta Permanente da Partilha de Produção da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), cuja sessão pública dos lances ocorrerá no dia 16 de dezembro, apenas confirma o que já é um consenso na indústria: que o pré-sal, a despeito dos desafios que impõem às operadoras no desenvolvimento da produção nessa nova fronteira, continua sendo um dos ativos mais atrativos no cenário mundial.

Prova disso é que oito petroleiras internacionais, além da Petrobras, se empenharam em ser qualificadas para disputar as 11 áreas oferecidas – das quais quatro na Bacia de Campos e 7, na de Santos. Alguns blocos estão em águas de

400, 500 metros de profundidade. Mas a grande maioria, principalmente na bacia de Santos, está em águas ultraprofundas (acima de 1500 metros), alguns até em 2500 metros.

Bacia	Setor	Campo
Campos	SC-AP4 SC-AP2 SC-AP4 SC-AP1	Água Marinha Norte Brava Itaimbezinho Turmalina
Santos	SS-AUP1 SS-AUP5 SS-AUP2 SS-AUP3 SS-AUP1 SS-AP2 SS-AUP5	Ágata Bumerangue Cruzeiro do Sul Esmeralda Jade Sud. de Sagitário Tupinambá

Manifestaram interesse nas áreas as subsidiárias brasileiras da britânica BP Energy, da anglo-holandesa Shell, da norte-americana Chevron, da norueguesa Equinor, da francesa TotalEnergies, da malasiana Petronas, qualificadas como operadora A, e da colombiana Ecopetrol e da catariana Qatar Energy, como não operadoras (ou seja, têm que se associar a uma das demais para atuar).

Entre os mais atrativos na bacia de Santos está o bloco Cruzeiro do Sul, com lâmina d'água em torno de 2.200 metros, situado a leste do campo de Tupi, maior campo produtor de petróleo do país, e a oeste do bloco BM-S-24, no qual foi realizada a descoberta da acumulação de Júpiter no Pré-sal.

“Ele abriga a extensão do prospecto Júpiter e inclui cinco upsides, denominadas de Aurora, Gaia, Marte, Minerva e Vênus nesse mesmo play. O VOIP médio não riscado de Jupiter dentro do Bloco

Cruzeiro do Sul foi estimado em 1,17 bilhões de barris de condensado e 1,82 bilhões de barris de óleo. A soma do VOIP médio não riscado para os upsides foi estimada em 3,0 bilhões de barris”, informa a ANP em seu “Sumário Geológico e Áreas em Oferta”.

Outro que também promete disputa é bloco Sudoeste de Sagitário, em lâmina d'água de aproximadamente 1.850 metros. Ele está localizado a oeste dos campos produtores de Bacalhau (que será o primeiro campo no pré-sal a ser desenvolvido por um operador internacional, a Equinor) e Bacalhau Norte, e a leste do bloco exploratório Aram (no qual a Petrobras fez descoberta).

“O bloco pode incluir uma parte do prospecto Sagitário do pré-sal e possui cinco upsides mesmo play... O prospecto Sagitário é selado por uma extensa camada de sal, que atinge até 4.000 metros de espessura. O VOIP médio não riscado estimado para o prospecto Sagitário foi de 2,1 bilhões de barris. Entretanto, estima-se que apenas 1,92% desse VOIP se encontre dentro do Bloco Sudoeste de Sagitário. A soma do VOIP médio não riscado para os upsides foi estimada em 1,8 bilhões de barris”, informa o sumário geológico da ANP.

Os outros cinco blocos também têm seus atrativos, principalmente por estarem no polígono do pré-sal na maior bacia produtora do país.

Petrobras: foco na bacia de Campos

Em fevereiro desse ano, a Petrobras manifestou ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), interesse em exercer o direito de preferência (nos termos da Lei nº 12.351/2010 e do Decreto Federal nº 9.041/2017), em relação aos blocos de Água Marinha e Norte de Brava, ambas na bacia de Campos, com percentual de 30% (considerando os parâmetros divulgados na Esses dois blocos estão ‘encravados’ no portfólio offshore mais expressivo da petroleira brasileira nessa bacia: Norte de Brava

matéria de capa (continuação)

está localizado entre os campos Marlim Leste, Marlim, Voador, Viola, Moreia e Albacora da Bacia de Campos, com lâmina d'água variando entre 200 e 800 metros.

“O poço 9-MRL-231D-RJS, perfurado em 2017 no limite norte do ring fence de Marlim, comprovou a extensão da acumulação para fora da área contratada. Considerando essa extensão, o VOIP médio não riscado de Brava foi estimado em 1,58 bilhões de barris de óleo, sendo que potencialmente 64,42% do VOIP se encontra no bloco Norte de Brava. Adicionalmente, foram identificados dois grupos de upsides no bloco denominados Jambu e Cacau com um VOIP médio não riscado somado estimado em 111,7 milhões de barris”, informa a ANP no seu “Sumário Geológico e Áreas em Oferta”.

Já o bloco Água-Marinha está situado na porção central da bacia de Campos, a cerca de 180 km da cidade de Macaé – RJ, com lâmina d'água de aproximadamente 2.000 metros. Situa-se ao sul dos campos de Caratinga e Marlim Sul e ao norte do bloco C-M-539, no qual foram descobertos os prospectos de Gávea, Seat e Pão de Açúcar no pré-sal. “O

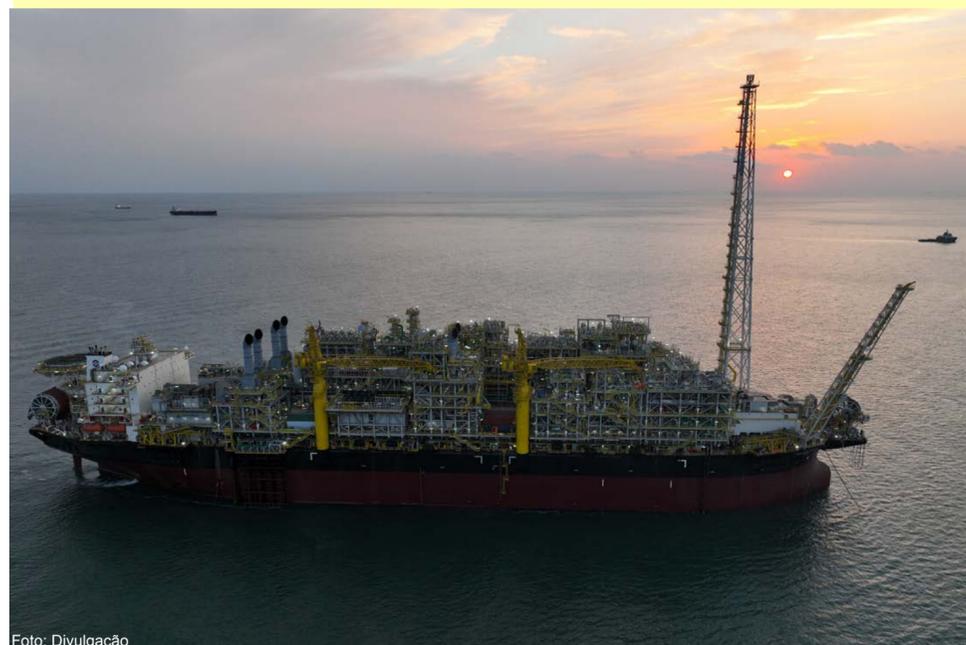


Foto: Divulgação

seu VOIP médio não riscado foi estimado em 530 milhões de barris de óleo. Adicionalmente, o bloco contém dois upsides nesse mesmo play com VOIP médio não riscado somado de 150 milhões de barris”, diz o mesmo sumário.

A Petrobras manifestou, em 3/2/2022, ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o interesse no direito de preferência em blocos a serem licitados no Sistema de Oferta Permanente, sob o regime de partilha de produção, nos termos da Lei nº 12.351/2010 e do Decreto Federal nº 9.041/2017. A empresa exerceu o direito de preferência em relação aos blocos de Água Marinha e Norte de Brava, com percentual de 30%, considerando os parâmetros divulgados na Resolução do CNPE nº 26/2021. Dos 11 blocos em oferta, Água Marinha e Turmalina (bacia de Campos) e Ágata, Esmeralda, Jade e Tupinambá (de Santos), estavam previstos para serem ofertados na 7ª e 8ª rodadas de partilha de produção. Os demais não receberam ofertas em rodadas de licitação de partilha da produção realizadas anteriormente pela ANP: Itaimbezinho (bacia de Campos), na 4ª rodada, e Norte de Brava (Campos), Bumerangue, Cruzeiro do Sul e Sudoeste de Sagitário (Santos), na 6ª Rodada de Partilha.

Partilha gera mais de 700 mil barris/dia

O sistema de Oferta Permanente de Partilha de Produção (OPP) tem por objeto contratar, sob o regime de partilha de produção, as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em blocos localizados no polígono do pré-sal e de áreas estratégicas, assim determinados pelo CNPE. Os blocos sob esse regime vêm gerando recursos para o Governo e a União. De acordo com dados da Pré-Sal Petróleo (PPSA), a produção média de petróleo em regime de partilha foi de 722 mil barris por dia em agosto. O que representa um aumento de 4% em relação ao mês anterior.

Atualmente, seis contratos estão em produção, sendo Búzios responsável por 423 mil bpd, seguido de Libra (111 mil bpd), Sépia (100 mil bpd), Atapu (77 mil bpd), Entorno de Sapinhoá

(7 mil bpd) e Sudoeste de Tartaruga Verde (4 mil bpd).

A produção média de petróleo de direito da União nos contratos foi de 31,6 mil barris por dia, sendo a maior parte oriunda de Libra (17,2 mil bpd). Desde 2017, início da série histórica, a produção acumulada em regime de partilha de produção, até agosto, foi de 252 milhões de barris de petróleo, dos quais 17 milhões são de direito da União.

A produção do gás natural com aproveitamento comercial, em agosto, apresentou média de 2,13 milhões de m³/dia em três contratos, sendo 1,92 milhão de m³/dia oriundos de Búzios, 184 mil m³/dia do Entorno de Sapinhoá e 29 mil m³/dia de Sudoeste de Tartaruga Verde.

O resultado é 8% superior ao mês de julho, puxado pelo incremento da produção de Sapinhoá e Búzios. A União, no mesmo mês, teve direito a uma produção média de 150 mil m³/dia, sendo a maior parte oriunda do Entorno de Sapinhoá (121 mil m³/dia). Desde 2017, a produção acumulada de gás natural com aproveitamento comercial, até agosto, soma 709 milhões de m³, sendo a parcela da União de 138 milhões de m³.



Foto: Divulgação

Enauta começa perfuração de três poços no Brasil

A Enauta iniciou a perfuração do primeiro poço em sua campanha de perfuração de três poços no Brasil.

Em outubro de 2022, a Enauta interrompeu a produção de um poço localizado no campo de Atlanta antes desta campanha de perfuração, que estava programada para começar em meados de novembro. No início desta semana, a empresa anunciou uma interrupção temporária da produção em outro poço no campo, explicando que a avaliação inicial indica que “este é um problema operacional na superfície”. Devido a isso, a produção da empresa no campo foi reportada em 7.500 bbl/dia.

Em atualização a Enauta confirmou que iniciou a perfuração de seu novo poço 7-ATL-5H-RJS no campo de Atlanta. O investimento estimado para este poço é de US\$ 75 milhões – incluindo a interligação com o FPSO Petrojarl I. De acordo com a empresa, o poço deverá entrar em operação no primeiro trimestre de 2023. Como lembrete, a Enauta assinou acordos com a Altera em janeiro de 2022 para estender o afretamento, operação e manutenção deste FPSO por uma duração adicional de até dois anos.

Além disso, a empresa brasileira pretende perfurar mais dois poços e conectá-los ao Full Development System (FDS) do campo de Atlanta, previsto para meados de 2024, a fim de otimizar os investimentos com os contratos assinados em fevereiro de 2022.

Posteriormente, o FPSO Petrojarl I será substituído por um navio denominado FPSO Atlanta – atualmente em conversão no Dubai Drydocks World – que será implantado no campo de Atlanta e operado na classe ABS, após a conversão. Com reservas estimadas em 106 MMbbl, o campo Atlanta, operado pela Enauta, está localizado no bloco BS-4 na Bacia de Santos, em lâmina d'água de 1.500 metros.

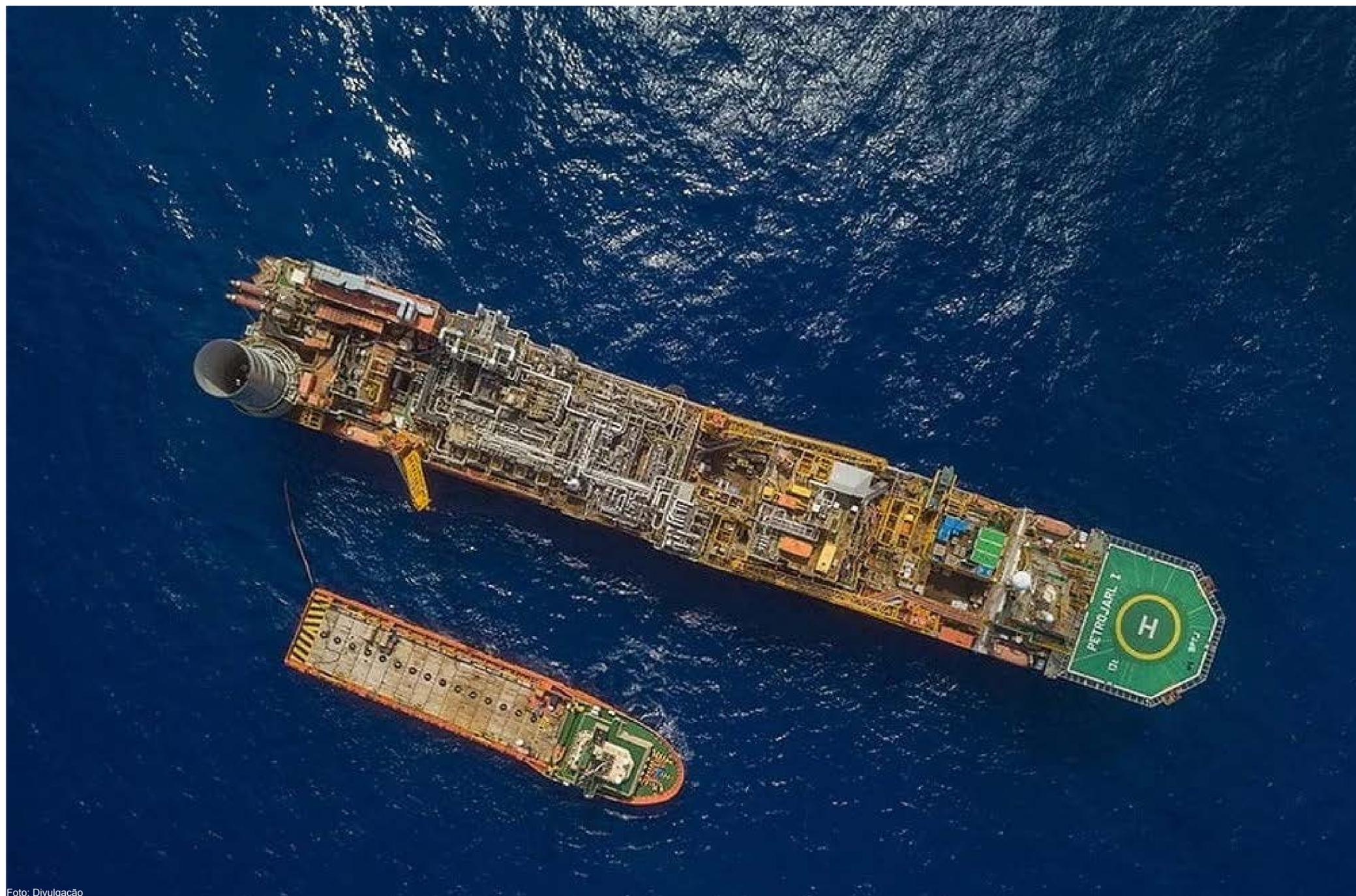


Foto: Divulgação



ARBJ
ENGENHARIA

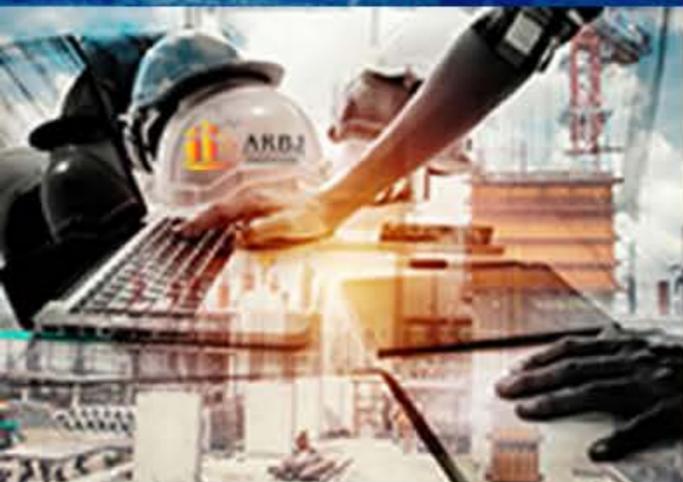
Projetos

Estruturas Metálicas

Engenharia

**Gerenciamento
de Obras**

Construção



acesse nosso site:
www.arbjengenharia.com.br

A Gestão da Integridade de ativos realmente importa para as organizações?

Qual é a lógica estratégica e fundamentada nos negócios?

Por Neumundo Alves e Aridyna Mayra de Aquino



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

Os ativos devem funcionar de maneira eficaz e eficiente em todas as organizações, a fim de garantir uma operação segura e confiável e atingir as metas especificadas. A gestão de integridade de ativos necessita de um sistema estruturado de gerenciamento que permita que as organizações tenham os processos, sistemas, ferramentas, competências e recursos de negócios necessários para garantir sua integridade enquanto existirem.

Esta gestão de integridade cobre todos os processos relativos as estratégias e aos controles de manutenção e preservação dos ativos da organização. O foco é a implementação de processos que possam otimizar a performance e aumentar a disponibilidade dos equipamentos e reduzir o dispêndio, assim como a implementação de análises de falha e/ou modos de

manutenções adequados, bem como a existência de uma análise robusta de confiabilidade.

Ressalta-se que a integridade e confiabilidade de um ativo estão em constante degradação. Neste sentido, inspeções, testes e manutenções são disciplinas essenciais para identificar o momento em que determinado equipamento deixa de cumprir suas funções conforme previsto em projeto, bem como para manter e restaurar a sua integridade e confiabilidade. A seguir vamos apresentar alguns aspectos de relevância para o estabelecimento de um programa de gestão de integridade de ativos.

A Governança

Como governança compreende-se essencialmente os mecanismos de liderança, estratégia e controle postos em prática para avaliar, direcionar e monitorar a atuação da gestão de ativos, com vistas à disponibilidade e confiabilidade. Conforme as boas práticas de governança, a atuação da liderança na gestão e confiabilidade de ativos deve ser independente da manutenção e da operação.

Desse modo, a equipe de integridade deve estar hierarquicamente separada das equipes de operação e manutenção, atuando de maneira independente dentro da organização, focada na gestão das estratégias de médio e longo prazo, devendo estar livre de conflitos de interesses tanto quanto for possível.

Do ponto de vista da governança é salutar o estabelecimento de uma política de gestão de ativos com foco na produtividade do ativo, estabelecendo as premissas das rotinas de manutenção, testes, inspeção, calibração, certificação ou troca de equipamentos, garantindo assim a melhor disponibilidade possível dos ativos.

Esse fluxo de governança se inicia com a alta direção da organização atribuindo responsabilidades e autoridades às gerências operacionais, ou designados de mesmo nível de competência, de modo a garantir o cumprimento dos objetivos da gestão de ativos. O organograma da organização deve refletir as responsabilidades atribuídas. A equipe da engenharia deve atuar fortemente no suporte aos serviços executados no campo ou a bordo e assumir a responsabilidade pela estratégia e controle das informações relativas à manutenção nas várias fases do ciclo de vida dos ativos.

Para que os funcionários se sintam apoiados por seus superiores, é fundamental o comprometimento da liderança com os objetivos e metas da gestão de ativos da organização, provendo assim a colaboração multifuncional. Colaboração que só será efetiva se as comunicações, incluindo alterações e revisões de documentos sejam difundidas entre as partes envolvidas.

É necessário que a força de trabalho designada para realizar atividades de manutenção tenha recebido treinamento adequado para execução dessas atividades, com a devida previsão de reciclagem periódica. A organização deverá garantir, no mínimo, a execução das verificações de conformidade dos procedimentos críticos de manutenção provenientes da análise de risco. Dando ênfase ao controle das lições aprendidas, deve ocorrer revisão sistemática de procedimentos baseada nos pontos de melhorias levantados na verificação.

Para avaliar o desempenho cabe uma sistemática de mensuração monitoramento e análise crítica da gestão de ativos, amparados por análises críticas realizadas pela gerência e/ou alta direção. Deve-se ter como referência os indicadores de manutenção de

artigo (continuação)

classe mundial, usando os critérios adequados tanto para a definição dos indicadores de controle, quanto em relação às boas práticas de segurança e para a aprovação dos atrasos nas manutenções ou planos de manutenção.

A gestão de equipamentos críticos

Os elementos de um ativo são considerados críticos quando essenciais para a prevenção ou mitigação de falhas ou que, em caso de falha, possam (ou tenham alto potencial para) provocar um acidente operacional. A organização deverá possuir uma sistemática para a identificação de equipamentos e sistemas críticos devidamente registrada no sistema de manutenção.

A sistemática deve identificar de forma clara a criticidade dos equipamentos e sistemas, classificando-os e diferenciando dos processos dos demais equipamentos. Deve haver uma correspondência com os equipamentos críticos identificados nas análises de risco do ativo

O gerenciamento dos equipamentos e sistemas críticos deve ser suportado por uma sistemática que assegure o foco em como a organização controla seus equipamentos e sistemas críticos, derivados das análises de risco ou outra forma utilizada para determinar os elementos críticos. As classificações das criticidades devem ser revisadas. A sistemática deve estabelecer como essa revisão ocorre, se possui prazos definidos, quais os eventos serão gatilhos, ou se a equipe da engenharia orienta ou justifica a nova criticidade.

Os critérios de aceitação para aquisição de equipamentos críticos devem ser amparados em procedimento que aborde os planos de inspeção e teste, controle de qualidade e especificações técnicas. A qualidade da gestão dos equipamentos críticos deve ser comprovada através das evidências de testes de aceitação realizados, do atendimento

de requisitos normativos e das condições dos fabricantes, dos planos de inspeção realizados, entre outras evidências.

Os controles associados à manutenção de elementos críticos devem ser amparados em sistemática capaz de analisar o processo de manutenção de elementos críticos, verificando por amostragem os controles associados ao processo de manutenção, as instruções técnicas a serem seguidas, a execução dos planos de inspeção, teste e manutenção dentro das frequências previstas, as metas a serem alcançadas, e os controles associados ao processo de manutenção, realizado por contratadas, como a avaliação da correta execução das tarefas e aprovação por profissional habilitado e com capacidade técnica apropriada.

O processo de manutenção

Todo ativo, seus sistemas, estruturas e equipamentos, devem passar por inspeções, testes e manutenções necessárias, de forma planejada e controlada, buscando a integridade mecânica e adequação ao uso. Todo equipamento deve possuir plano de manutenção específico com tarefas e periodicidades definidas, considerando, no mínimo, as recomendações do fabricante.

Quando não houver as recomendações do fabricante, os planos de inspeções, testes e manutenções devem seguir as recomendações mínimas exigidas nas normas, padrões e boas práticas de engenharia. Devem conter instruções claras para condução segura das atividades.

Para os equipamentos classificados como críticos o plano de inspeção, teste e manutenção deve estar alinhado aos manuais dos fabricantes, ou estudos de engenharia, bem como com premissas e recomendações de Estudos de Risco, como por exemplo o Safety Integrity Level - SIL e Quantitative Risk Assessment - QRA ou ainda pelo aprendizado oriundo de avaliação e histórico de falhas, além dos requisitos normativos.

Independente das estratégias de manutenção adotadas

(preventivas, corretivas ou preditivas) deverão ser previstas, implementadas e documentadas ações corretivas, preventivas e preditivas para tratamento dos desvios identificados durante a execução dos planos e procedimentos.

A organização deverá fazer um planejamento para alcançar os objetivos da gestão da integridade de ativos, determinando e documentando o alinhamento dos recursos à demanda; o que e como será feita a atividade; a definição de responsabilidades e prazos de conclusão.

A organização deverá fazer uma programação das atividades de manutenção e inspeção para alcançar os objetivos da gestão de ativos definindo as prioridades na inspeção, teste e manutenção de equipamentos. Os critérios de priorização poderão ser definidos pela adoção de análises como FMEA e considerando o evento topo em caso de falha. A programação das atividades de inspeção, teste e manutenção deve estar documentada, priorizando equipamentos críticos, observando o impacto da falha, avaliando os impactos das manutenções na operação, avaliando e identificando riscos e oportunidades, e garantindo a segurança durante a manutenção.

Para auxiliar a engenharia nas tomadas de decisão a boa prática recomenda o uso de um banco de dados de falhas capaz de fornecer a taxa de falhas no nível dos componentes e de subníveis dos equipamentos, abrangendo todos os ativos da organização. Os dados devem conter informações de fabricação, operação e histórico de reparos, além da caracterização do tipo de manutenção executada (se preventiva, corretiva ou preditiva). O registro das falhas no banco de dados de falhas deve ser suportado por um procedimento.

A indústria de óleo e gás possui um banco de dados específico. O Rapid 53 (RAPID-S53 (rapid4s53.com)) é um banco de dados de informações de confiabilidade e desempenho para Equipamento de Controle de Poços coberto pelo API S53. É usado para coletar dados sobre todos os eventos em que os

artigo (continuação)

componentes de Equipamento de Controle de Poços não funcionam conforme projetado e para fornecer aos Integradores de Sistemas de Equipamento de Controle de Poços e aos Fabricantes de Equipamentos Originais os detalhes de tais eventos, em conformidade com a norma API S53.

Os fabricantes de equipamentos ao obter esses dados, assumem uma melhor posição para desenvolver programas de inspeção, teste e manutenção para novos ativos. No entanto, ainda é uma contribuição limitada, já que é fundamental considerar o contexto operacional.

BOP e demais Equipamentos do Sistema de Controle de Poço (ESCP)

O procedimento de testes dos Equipamentos do Sistema de Controle de Poço – ESCP, a documentação dos testes e os relatórios devem estar alinhados e seguindo as recomendações normativas.

As normas de referência especificam a periodicidade mínima dos testes dos equipamentos do sistema de controle de poço (ESCP), com o controle de ciclo de fechamento e abertura de cada componente, de modo a prever as manutenções. O registro físico ou eletrônico dos testes realizados nos ESCP deve contemplar os testes funcionais e hidrostáticos de todos os ESCP, seja com BOP instalado ou não. Se a periodicidade mínima requerida nas normas de referência não está sendo obedecida uma análise de postergação através de sistemática de gestão de mudança é uma via prática a ser adotada. Na ocorrência de falhas, estas deverão ser tratadas com Gestão de Mudança ou Análise Preliminar de Riscos.

No caso de falhas dos Equipamentos do Sistema de Controle de Poço ESCP a investigação deve ser suportada por uma sistemática de modo a tratar causa raiz destas falhas e evitar recorrência. Além disso, deve dispor de controle de

comunicação destas falhas ou o mal funcionamento ao fabricante, devendo ser mantido o registro das falhas ocorridas nos equipamentos de ESCP com respectivos tratamentos e a comunicação feita ao fabricante.

Vale salientar que no tocante aos elementos críticos para poços o atendimento à Resolução ANP 46/2016 confere as organizações um aliado no processo de gerenciamento de integridade, uma vez que a implantação de um Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços (SGIP) robusto, pautado em normas e nas boas práticas da indústria, possibilitem processos e rotinas bem definidas e estruturadas, permitindo que a organização seja capaz de gerenciar adequadamente todos os elementos críticos para a dimensão de poços, direcionando adequadamente os recursos e a tomada de decisões.

Neste processo é fundamental contar com profissionais capacitados e experientes que poderão guiar a organização com os seus sistemas de gerenciamento de integridade – o mesmo é válido para instalações, dutos e outros sistemas que integram os ativos da organização.

Auditoria no processo de manutenção

A prática de auditorias carrega um papel fundamental dentro do processo de gestão de integridade dos ativos, desta forma, o planejamento deve ser estabelecido e implementado de forma a garantir a manutenção do programa de auditorias, incluindo frequência, métodos e requisitos a serem auditados. Ser capaz de identificar as principais fragilidades dentro do processo de rotina dos sistemas de gerenciamento de integridade da organização permitem ao gestor atuar de forma precisa na correção e otimização dos seus processos, evitando danos financeiros, materiais e humanos.

Neste processo um foco especial deve ser dado na sistemática de tratamento das pendências ou não conformidades geradas em auditorias, com a execução dos planos no prazo determinado, a

avaliação das ações após sua implementação e a quitação de pendências ou não-conformidades de auditorias anteriores. A organização pode e deve contar com consultorias externas, mas, buscar capacitar as suas equipes internas para liderança desses processos deve ser um objetivo da organização. De forma geral, recomenda-se que o processo de manutenção possua um cronograma de auditorias com ao menos uma auditoria interna ou externa a cada dois anos no máximo.

Parcerias com organizações de inspeção e/ou manutenção

As atividades realizadas por terceiros devem estar sob controle da organização, através de procedimentos de parceria com organizações de inspeção e/ou manutenção de equipamentos. Onde, elaborar e implementar um Documento de Interface (Bridging Document) que estabeleça os procedimentos, normas, manuais, equipamentos e materiais a serem utilizados no Gerenciamento da Integridade dos ativos, é uma boa prática e até um atendimento obrigatório para alguns regulamentos da indústria de óleo e gás no Brasil, que possibilita à organização monitorar as atividades e os processos empregados por parceiros no atendimento das suas rotinas. Este documento deve estabelecer alinhamento cooperativo e colaborativo entre os sistemas de gestão de integridade da organização e de seus parceiros.

Quanto a sistemática de avaliação dos riscos e monitoramento das atividades e processos associados à terceirização, a organização deverá avaliar o impacto da terceirização no cumprimento dos objetivos e metas da gestão de ativos, bem como determinar e documentar o controle e monitoramento dos processos terceirizados. É fundamental garantir que as equipes terceirizadas estejam informadas e envolvidas na comunicação das políticas de gestão de ativos.

Os riscos associados à terceirização dos serviços deverão ser devidamente mapeados e controlados pela organização. O desempenho das terceirizadas deve ser monitorado pela

artigo (continuação)

organização através de indicadores, atenção especial deve ser dada as suas fórmulas de cálculo, valores atuais e metas.

A organização deverá garantir que os colaboradores terceirizados tenham competência para execução das funções a serem exercidas e estejam informados das políticas de gestão de ativos. Deve ser feita a gestão das responsabilidades técnicas dos terceirizados através da avaliação com base em entrevistas, registros de treinamento e certificados de qualificação de funcionários terceirizados.

Confiabilidade na Gestão de Integridade de Ativos

Um programa de confiabilidade é peça fundamental na gestão de integridade de ativos. Fatores que levem a redução da confiabilidade, a níveis abaixo do previsto em projeto, devem ser considerados como uma degradação. Um bom programa de confiabilidade deve estabelecer como objetivos: aumentar a confiabilidade / disponibilidade de cada sistema, reduzir a demanda por homem hora de manutenção e suporte de logística, prover informação gerencial, prever o impacto em custo e planejamento.

Todos os sistemas críticos devem ser abrangidos, indicando os responsáveis pela implementação do plano nos níveis tácitos e operacionais (engenheiros/técnicos). Deve estabelecer também as estratégias de controle de qualidade, as estratégias de avaliação de desempenho, as técnicas aplicadas em cada sistema crítico, a forma de gestão de banco de dados de falhas, a metodologia de controle de implementação, a análise crítica e a atualização periódica do programa.

Gestão Energética na Gestão de Integridade de Ativos

Os operadores do segmento de Exploração e Produção que atuam no Brasil tem o compromisso de produzir energia de forma sustentável, com foco no gerenciamento de emissões.

Torna-se necessário empreender esforços para estimular atividades mais seguras e sustentáveis e contribuir para a redução de emissão de gases de efeito estufa na indústria do petróleo e gás natural. Nesse sentido a ANP, através do OFÍCIO-CIRCULAR Nº 3/2022/SSM/ANP-RJ tem solicitado dados de emissões de gases de efeito estufa por Unidade Estacionária de Produção em campos marítimos e para campos terrestres operados, por Campo de Produção.

Sendo assim, o planejamento estratégico deve prever a existência de Política Energética conforme ISO 50001 e ISO 50004, corroborando o comprometimento da liderança com o uso eficiente de energia. É importante assegurar que a política está alinhada ao negócio e propósito da organização, inclui o compromisso da organização com a gestão energética, o atendimento aos requisitos legais, a alocação de recursos e a melhoria contínua. Estando disponível para toda a força de trabalho e partes interessadas.

O sistema de gestão de energia deve atender aos requisitos da NBR ISO 50001 dispondo de certificação ou autodeclaração explícita de conformidade com a norma. Os objetivos e metas estabelecidos devem estar associados ao uso e consumo de energia e desdobrados para a liderança da organização, adotando sistemática para acompanhamento, monitoramento e controle dos indicadores de desempenho energéticos e suas linhas de base energéticas, com os respectivos planos de ação, com análise crítica de forma a garantir a execução das iniciativas.

Este processo emanda uma equipe focada no tema gestão de energia. O processo de aquisição de produtos e serviços deve ser fomentado por política de aquisição que privilegie de bens e serviços energeticamente eficientes.

O processo de seleção e execução de projetos deve ser formentado por política, diretrizes, documentações de referência que estabeleçam critérios que considerem a eficiência energética, principalmente nos projetos voltado a redução de emissão de gases de efeito estufa.

Conclusão

Assegurar a integridade dos ativos identificando e tratando as falhas de equipamentos, através de estratégias de controles de manutenção e preservação dos ativos, traz para a organização vantagem, não somente os aspectos de manutenção e restauração da sua integridade e confiabilidade, mas também as boas práticas de governança.

Toda organização tem obrigação moral, com seus colaboradores, com seus clientes e com toda sociedade afetada pelas suas operações, em ter um sistema robusto que assegure sua segurança operacional.

Do ponto de vista da legalidade, as empresas estão sujeitas a uma ampla gama de obrigações legais e devem manter o interesse em cumprir a lei para uma operação segura, e dentre outros benefícios, o atendimento a este aspecto pode facilitar a obtenção ou renovação de licenças de operação, evitando processos administrativos e criminais provenientes de acidentes ambientais ou com feridos graves e até mesmo fatalidades.

Do ponto de vista da economicidade, os gastos com a execução do programa de integridade de ativos podem ser considerados investimentos, evitando dispêndios ainda maiores com multas, interdições, perdas de produção em virtude de incidentes causados por indisponibilidade de sistemas e equipamentos críticos.

Neumundo Alves é Especialista em Segurança Operacional em E&P - Gerenciamento de Integridade de Instalações, Poços e Dutos Terrestres – Consultor na AMA Well Integrity

Aridyna Mayra de Aquino é consultora de Conformidade e Integridade de Poços na PRIO e Diretora da AMA Well Integrity – Especialista em Gerenciamento de Integridade de Poços Onshore e Offshore (SGIP), e de Instalações Terrestres (SGI).



Equipamentos elétricos para atmosferas explosivas e uso industrial

Iluminação de Led



Comando e sinalização a prova de explosão



Conexões e acessórios



Linha de aço inoxidável Inoxcob



Exd

Exe

Exi

Exτ

Exm

Logística, Operações e Vendas
Rua Igapó, 212 - CEP 09071-270 - Santo André/SP - Brasil
Tel.: (11) 4473-4544 | Cel.: (11) 98035-1565
E-mail: vendas@cobapee.com.br



Baixe nosso catálogo
www.cobapee.com.br



Vamos sempre agregar valor à indústria de óleo e gás

Entrevista Carlos Alberto Pedroso, Presidente da SPE Seção Brasil

Por Julia Vaz



Foto: Divulgação

“Se você quer o melhor especialista, procure alguém da SPE. Se ele não for o melhor, saberá quem é”. A frase já virou uma espécie de mantra nos círculos da Society of Petroleum Engineers – SPE Seção Brasil, que, sem dúvida, reúne a ‘intelligentsia’ mais

técnica e qualificada da indústria de óleo e gás do Brasil, que tem um papel de destaque no cenário mundial.

“Nossos profissionais estão entre os melhores do mundo. E não poderia ser diferente: no desenvolvimento das águas profundas e ultraprofundas, sempre fomos os atores principais”, afirma o presidente da SPE Seção Brasil, Carlos Alberto Pedroso, Master Completion Engineer na Enauta.

Há quase uma década na petroleira brasileira, na qual atua na área de PD&I, Pedroso é um dos profissionais brasileiros de projeção na SPE International, da qual é voluntário desde 2000. Com uma trajetória de mais de

26 anos na Petrobras, na qual ingressou em 1987, trabalhou 11 anos no onshore do Recôncavo Baiano, antes de migrar definitivamente para o offshore, no qual atuou na área de poços em praticamente todas as bacias marítimas produtoras do país e também no exterior - Nigeria, Estados Unidos (Golfo do México), Angola, Bolívia, México.

Engenheiro químico com mestrado em Engenharia do Petróleo e diversos cursos de especialização, Carlos Aberto Pedroso também atuou como professor em vários cursos de graduação e pós-graduação na área de petróleo, alinhado com um dos

principais propósitos da SPE: a de disseminar conhecimento. É isso que o levou a atuar de forma incisiva como voluntário, primeiro na SPE Seção Macaé, da qual foi presidente por dois anos, e, posteriormente, na SPE Seção Brasil, da qual foi vice-presidente e hoje é o atual dirigente, candidato à reeleição pela primeira vez na história dessa seção.

“Sem corporativismo, o papel catalizador da transferência de conhecimento exercida pela SPE é inegável e amplamente reconhecida. Somos reconhecidos por agregar o que há de melhor na indústria. Sem dúvida, o caráter voluntário de nossa participação é um fator que auxilia muito nesta distinção. E, espero, continuaremos a exercer

este protagonismo por muito tempo”, afirma Pedroso, ao falar sobre o papel que a SPE Brasil vai ter no cenário de transição energética.

Oil & Gas Brasil: Você recém chegou do 2022 SPE Annual Technical Conference and Exhibition (ATCE), realizado nos EUA, e que reuniu mais de 5.500 profissionais da indústria de O&G de 58 países. Qual a importância desse encontro presencial, depois de uma pandemia?

Carlos Pedroso: A ATCE é o mais importante evento da SPE. Temos outras grandes conferências e feiras, mas é na ATCE que ocorre a celebração do espírito da nossa Sociedade. Este ano foi especial por ser o primeiro encontro presencial em Houston após 4 anos e depois de uma pandemia.

E ainda sob os fortes questionamentos da sociedade à indústria de petróleo, seja pela participação na matriz energética, que se traduz em produção de GEE (gases de efeito estufa), seja pelo aumento de preços que, de fato, são resultados das políticas nacionais de alguns países que se esqueceram da mais básica lei de oferta e procura. Mas o resultado se mostrou surpreendente: a indústria de O&G continua, e quer continuar forte.

Estamos cada vez mais conscientes de nosso papel extremamente importante e simplesmente indispensável na segurança energética do planeta ao mesmo tempo que compreendemos que precisamos aumentar nossa eficiência e reduzir o impacto ambiental de nossa atividade. Se, num passado próximo, buscou-se evitar a palavra “petróleo” em nossa denominação, isto ficou para trás.

Somos Profissionais de Energia, mas o O&G é parte fundamental e indissociável de nossa atividade.

Oil & Gas Brasil: Como foi a participação brasileira nesse evento mundial da SPE? Quais os destaques dessa participação?

Carlos Pedroso: A Como sempre o Brasil esteve representado por diversos profissionais de destaque, que atuaram como debatedores ou apresentadores. Além disso, como a premiação Regional foi entregue durante a ATCE, tivemos a participação de alguns premiados como Marcio Felix, Bruno Willian, Josué Maia, Eduarda Maria Zanetti e eu. Para mim foi muito mais especial: além da premiação regional, pela primeira vez fui chair de duas seções da ATCE - Sand Control e de Case Histories in Completions, na qual também apresentei um paper.

Oil & Gas Brasil: O Brasil é um país relevante nesse setor, em termos globais: fez uma das maiores descobertas dos últimos 50 anos (pré-sal), desenvolveu esse novo cenário em tempo recorde e com novas tecnologias, é grande produtor, liderança tecnológica em águas profundas, maior frota de FPSOs em operação, atrai cada vez mais investidores etc. Na sua visão, esse papel de destaque do país no setor de O&G no mundo reflete também a alta qualificação dos profissionais da indústria brasileira? Eles são reconhecidos



como tal?

Carlos Pedroso: Sem dúvida. Nossos profissionais estão entre os melhores do mundo. E não poderia ser diferente: no desenvolvimento das águas profundas e ultraprofundas sempre fomos os atores principais. Boa parte das tecnologias criada para atender o desenvolvimento da bacia de Campos é made in Brazil. Também já fomos reconhecidos pela produção de óleos pesados em ambiente offshore, embora este sucesso tenha sido ofuscado pelo desenvolvimento do pré-sal. Atualmente, fazemos o enorme desafio da produção do pré-sal parecer trivial, apesar das dezenas de inovações que têm sido sistematicamente introduzidas, além de poder ostentar a bandeira do maior programa do mundo de CCUS (Carbon capture, utilisation and storage).

Oil & Gas Brasil: **Quais a contribuição que a SPE Brasil vem dando e deve continuar a dar (por meio dos cursos e outros eventos, presenciais e digitais) para assegurar essa posição de destaque da indústria brasileira de óleo e gás? Qual o papel da SPE nesse processo?**

Carlos Pedroso: Sempre lembro da frase de Ralph Veatch, um colega 'fraturador' americano que afirmou, numa tradução livre: "Sem a SPE nos provavelmente teríamos chegado até aqui, mas nunca tão rápido". Já na SPE Brasil fazemos uma brincadeira: "Se você quer o melhor especialista, procure alguém da SPE. Se ele não for o melhor, saberá quem é". Sem corporativismo, me parece que o papel catalizador da transferência de conhecimento exercida pela SPE é inegável e amplamente reconhecida. Somos reconhecidos por agregar o que há de melhor na indústria. Sem dúvida, o caráter voluntário de nossa participação é um fator que auxilia muito nesta distinção. E, espero, continuaremos a exercer este protagonismo por muito tempo.

Oil & Gas Brasil: **A SPE Brasil, muitas vezes em parceria com a SPE Macaé, teve uma programação forte em 2022,**

principalmente nesse segundo semestre, depois de ter postergado vários eventos em função da pandemia. Os principais eixos temáticos foram segurança operacional (de poços e geral offshore); unidades flutuantes de produção, armazenamento e escoamento (os FPSOs); Flow Assurance e subsea. Por que a escolha desses temas?

Carlos Pedroso: Alguns são temas fundamentais que precisam estar na nossa pauta permanente, como a segurança, por exemplo. Mas este ano realizamos dois velhos anseios: realizar o primeiro evento internacional de FPSO e de Flow Assurance. Estranhamente apesar de termos o maior número de FPSO do mundo, a SPE ainda não tinha realizado um grande congresso com este tema. Em setembro realizamos a primeira edição da SPE Brazil FPSO Symposium, que foi um grande sucesso e já está prevista a segunda edição para 2023. Em novembro iremos realizar pela primeira vez um evento de Flow Assurance: o Brazil, berço desta atividade e país que cunhou esta expressão na década de 1990, enfim vai sediar em grande congresso na área. Também realizamos, em conjunto com a ABGP, a terceira edição do Brazilian Petroleum Conference, com alguns números superlativos, além o reconhecimento da comunidade de se tratar de um dos melhores eventos dos últimos anos.

Oil & Gas Brasil: **Há outros temas que não entraram na pauta, como descomissionamento, revitalização de campos maduros, tanto onshore como offshore. Por que eles não foram incorporados na programação?**

Carlos Pedroso: Na realidade estes temas fazem parte da nossa programação bianual: o calendário de 2022 estava sobrecarregado e vários eventos foram programados para o ano que vem: em 2023 repetiremos o FPSO Symposium, o Subsea Symposium e o WSOP (em Macaé) e além disto realizaremos nosso primeiro evento técnico acerca do mercado brasileiro de gás, de descomissionamento, de Integridade de ativos e de Sustentabilidade (o segundo sobre o tema e o primeiro presencial). Em Macaé será realizado o Workshop de Campos Maduros. Todos

são temas de extrema relevância para a indústria brasileira de O&G.

Oil & Gas Brasil: **A SPE Brasil tem sido mais offshore... Vocês pretendem dar também atenção especial ao onshore, com tantos novos players que podem usufruir do conhecimento reunido na SPE, a qual também terá acesso a mais informações e conhecimento de quem vivencia o onshore? Afinal, o Brasil é Offshore & Onshore... Falando nisso, quando vão resgatar o evento Brasil Onshore?**

Carlos Pedroso: Excelente ponto. Em 2023 estamos programando retornar as discussões sobre atividade onshore. Já estamos com discussões adiantadas para realizar um evento em agosto/2023 em Alagoas. O Brasil é muito diverso e podemos contribuir muito no desenvolvimento de alternativas tecnológicas para os campos maduros onshore. Todos ganharemos com isto.

Oil & Gas Brasil: **Pela primeira vez, vocês promoveram um workshop exclusivo sobre segurança de poços. Com todos os avanços já alcançados, esse é ainda uma atividade crucial, de alto risco e, portanto, prioritária, que demanda esse debate, visando a atualização contínua dos profissionais envolvidos nessa área, compartilhamento de melhores práticas, aprimoramento de normas etc.?**

Carlos Pedroso: Como citei acima, alguns temas precisam estar em nossa agenda permanente. E este espaço precisa ser ocupado com discussões profundas e de qualidade, sem viés comercial, que caracterizam os eventos da SPE. Este evento irá fazer parte do calendário permanente da SPE no Brasil e já está programado para 2023. E entrarão neste rol de temas prioritários e permanentes os eventos de integridade de ativos e sustentabilidade. Talvez também descomissionamento, que se descortina como um dos grandes investimentos nos próximos anos no Brasil.

Oil & Gas Brasil: **Também realizam, pela primeira vez, um**

entrevista exclusiva (Continuação)

evento específico sobre o flow assurance (garantia de escoamento), termo criado nos anos 1980 no Brasil. Por que esse assunto ganha maior relevância apenas agora se há uma comunidade tão forte nessa área?

Carlos Pedroso: Difícil de explicar, mas fácil de responder. Em 2021, após muitos anos, conseguimos implantar na SPE Brasil os Comitês Técnicos. São grupos de discussão de temas específicos, transversais e/ou multidisciplinares que despertam o interesse dos profissionais da indústria. Já foram criados vários comitês: CT HSE&BRC (HSE e Brazilian Regulatory Compliance), CT Sustentabilidade e Transição Energética, CT Transformação Digital, CT Jurídico, CT de Poços e o CT de Flow Assurance.

Estes comitês desenvolvem atividade de forma coordenada, mas independente da Diretoria principal. Por exemplo, o CT de Sustentabilidade já realizou o Primeiro Seminário de Descarbonização no E&P. O CT de Flow Assurance, devido à forte comunidade brasileira que o compõe, tornou-se um



Foto: Divulgação

dos CT mais ativos: organizou o primeiro Curso de Flow Assurance, criou o Flow Assurance Networking, o Flow Assurance Talks, o Flow Assurance gallery etc. e ousadamente decidiram estrear com um grande evento internacional, com call for papers e uma ousada programação. Ou seja, é o resultado (tardio?) do Comitê Técnico.

Oil & Gas Brasil: O futuro da produção offshore ainda é subsea? Ou seja, com o digital oil field, o topside vai ficar mais e mais vazio, inclusive de módulos que vão para o fundo do mar?

Carlos Pedroso: Escrevi dias atrás que fazer previsões é muito arriscado, principalmente sobre o futuro...mas acredito no modelo híbrido, tanto do ponto de vista de população humana das unidades, como das utilidades submersas.

Oil & Gas Brasil: Falando agora da seção Brasil, sua diretoria foi eleita em plena pandemia, tendo o maior número de mulheres, com alto índice de jovens, três ou mais novas diretorias e incorporação de outros profissionais fora do STEM, como advogados, jornalistas etc. Como você avalia essa experiência? Qual a perspectiva para a próxima diretoria?

Carlos Pedroso: O desenho da nossa diretoria foi concebido ainda em 2019, após minha participação no ATCE de Calgary. Na época ficou bastante claro para mim que precisávamos avançar em alguns pontos. Sempre fomos muito presentes nos temas engenharia de reservatórios e de poços, mas precisávamos avançar nas outras áreas técnicas da produção de hidrocarbonetos e nos temas transversais.

Então criamos a Diretoria de Comitês Técnicos, cujos excelentes resultados comentei acima e a Diretoria Jurídica, que trabalhou muito. Nos temas transversais criei a Diretoria de Sustentabilidade e Transição Energética, de Diversidade e Inclusão e de Transformação Digital. Note-se que posteriormente estes temas se tornaram um lugar comum em nosso dia a dia, mas quando foram concebidos chegaram a ser questionados quanto à adequação e necessidade. O tempo mostrou o acerto. Outro ponto foi que, com

a necessidade de agilizarmos nossa presença nas mídias sociais e nossa participação nos meios digitais e virtuais, decidimos compor uma Diretoria mais jovem, com forte participação do YP (Young Professional). Com persistência da pandemia e a SPE já estava mais preparada para a realização de eventos virtuais, que preencheram a lacuna criada pela falta dos eventos presenciais.

E por fim, esta foi a Diretoria com a maior presença feminina da história. Não existe dúvidas de que a diversidade foi extremamente benéfica para o nosso desempenho. Aliás, esta diversidade também ficou evidenciada no perfil profissional da Diretoria: pela primeira vez tivemos duas jornalistas e um advogado no board. Podemos dizer que “profissionalizamos”, com evidentes ganhos, as funções que eram prestadas por engenheiros.

Uma mensagem final...

No início de outubro foi iniciado o processo eleitoral para a escolha da Diretoria do biênio 2022-2024. Pela primeira vez está sendo proposta a reeleição do atual presidente. O principal motivo foi a acomodação de algumas funções cruciais ao momento complexo de enorme atividade da Seção Brasil, que vem crescendo e se diversificando, como novas diretorias, comitês, eventos digitais etc. Mas, também, porque temos a sensação de que o trabalho foi apenas parcialmente concluído, uma vez que praticamente 80% do mandato foi cumprido durante a pandemia, sem a possibilidade de maior interação presencial, tão valorizada na SPE.

Pensamos que, a despeito de tudo o que foi construído nesses dois anos e dos marcos consagrados na história da Seção Brasil, é possível avançar, concluir esse trabalho para consolidarmos o caminho da SPE Seção Brasil nesse novo cenário, da transição energética. Assim, aproveito para conclamar a todos os associados para que participem do processo eleitoral, renovem seu registro e participem ativamente das inúmeras atividades da SPE. Nossa indústria agradece!

iINTER[®] **CABOS**

compromisso com qualidade

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

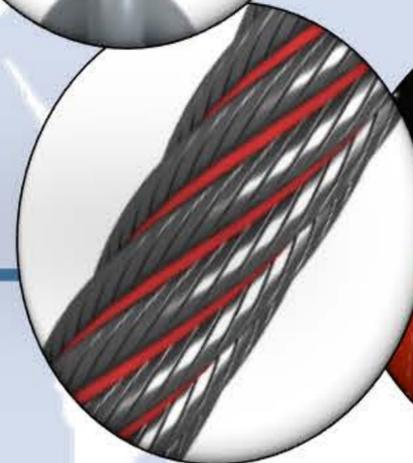


Rua Magnólia, nº 767 | Bairro Pedro II | Belo Horizonte | MG
CEP: 30770-020 | **(31) 2519-5400** | **(31) 3412-3700**
intercabos@intercabos.com.br | www.intercabos.com.br

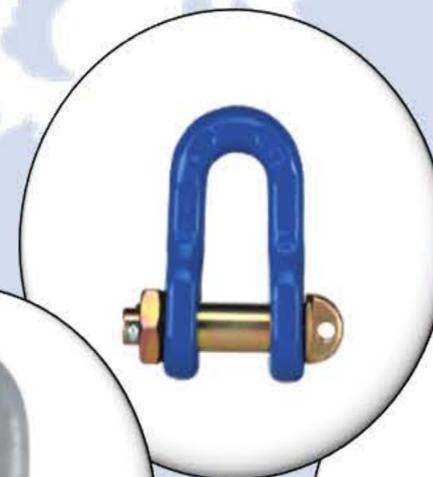
Correntes



Cabos Especiais



Manilhas Especiais



Acessórios



Cabos Sintéticos
em HMPE



A Importância da sinalização náutica em manobras e operações especiais



Foto: Divulgação

Nos primórdios da navegação, quando os povos litorâneos se entregaram à proposta de desbravar os mares, logo quiseram ir além da linha do horizonte. No entanto, um problema logo foi concebido: a falta de um referencial luminoso que pudesse auxiliar a volta para terra firme. Sabe-se que, como primeira solução, fogueiras enormes eram acendidas para guiar a volta para casa, mas quando a navegação começou a ganhar mais e mais ímpeto, tal ajuda tornou-se inútil.

A História antiga nos mostra que, entre 300 A.C e 300 D.C, existiram mais ou menos 200 faróis, tendo como primogênito e o mais famoso, "Pharos de Alexandria" (também considerado uma das 7 maravilhas do mundo antigo). Sua construção se deu a oeste da entrada da baía de Alexandria, o maior porto do globo na época, nos limites do delta do rio Nilo, dando-lhe o seu nome da ilha em que habitava e que originou a palavra farol. Possuía cerca de 120 a 137 metros

de altura e sua fogueira podia ser avistada a 29 milhas náuticas. Infelizmente, após ser danificado por três terremotos entre os anos de 956 e 1323, tornou-se uma ruína abandonada.

A Normam 17 da Marinha do Brasil tem o propósito de estabelecer normas, procedimentos e instruções sobre auxílios à navegação, para aplicação nas Águas Jurisdicionais Brasileiras (AJB), contribuindo, conseqüentemente, para a segurança da navegação, a salvaguarda da vida humana no mar e a prevenção de poluição nas vias navegáveis.

Os Representantes da Autoridade Marítima (RAM) para a Segurança do Tráfego Aquaviário, responsáveis por assuntos concernentes aos auxílios à navegação são o Diretor de Hidrografia e Navegação (DHN) e os Comandantes dos Distritos Navais (ComDN). Entende-se por sinalização náutica o conjunto de sinais de auxílio à navegação destinados a garantir uma navegação

segura, fácil e econômica nas vias navegáveis.

(<https://www.marinha.mil.br/>).

The International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities (IALA), Associação Internacional de Autoridades em Auxílios à Navegação Marítima e Faróis, é uma Organização não lucrativa, uma associação técnica internacional.

Criada em 1957, reúne Auxílios à Navegação para as autoridades marítimas, fabricantes, consultores e institutos científicos e de formação de todas as partes do mundo, oferecendo-lhes a oportunidade de trocar e comparar as suas experiências e realizações. Congrega 93 países, 155 membros industriais e 78 associados.

A IALA incentiva a cooperação entre as nações e seus membros



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

petróleo e gás (continuação)

e, por isso, em um esforço comum para padronizar os Auxílios à Navegação em todo o mundo e garantir que as diversas manobras executadas com embarcações sejam seguras, rápidas, econômicas e contribuam para a proteção do meio ambiente, são formados comitês técnicos com especialistas para desenvolver padrões comuns das melhores práticas por meio da publicação de normas, recomendações, diretrizes e cursos modelo da IALA.

A IALA possui 4 Comitês técnicos a saber:

- ARM (Aids to Navigation Requirements and Management) Auxílios aos Requisitos e Gerenciamento de Navegação;
- ENAV (E-Navigation Information Services and Communications) Serviços de Informações e Comunicações de Navegação Eletrônica;
- ENG (Aids to Navigation Engineering and Sustainability) Auxílios à Engenharia de Navegação e Sustentabilidade;
- VTS (Vessel Traffic Services) Serviços de Tráfego de Embarcações;

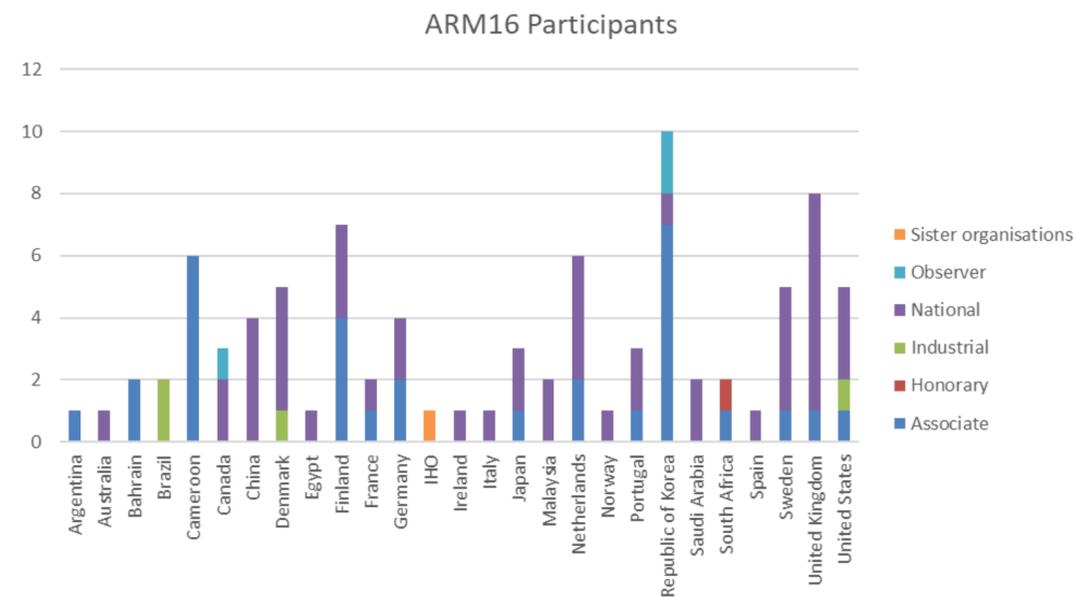
A AWS se tornou um membro industrial em 2022 e participou pela primeira vez do evento ARM 16, realizado de 24/10 a 28/10/2022 em St.Germain en Laye na França, 20 km a sudoeste de Paris.

Foram 91 participantes de 27 países, divididos em 3 grupos de trabalho. A AWS foi o único representante brasileiro neste evento técnico, que acontece de forma semestral, sendo que o grupo WG3, do qual fez parte, tratou de Gerenciamento de Risco, produzindo o Revised Guideline G1138 - The Use of the Simplified IALA Risk Assessment Method (SIRA) - Método Simplificado de Avaliação de Risco, uma espécie de cartilha de riscos, probabilidades, impactos e medidas para mitigar esses riscos, a ser adotada por todos os países membros.

A AWS se sentiu honrada em ter a oportunidade de aprender e contribuir na construção de um documento com tal

relevância para o tema.

Países participantes no ARM 16



O Brasil é país membro desde 1961 e irá sediar no Rio de Janeiro, de 27/05 a 03/06/2023 a 20ª Conferência IALA.

(<https://www.iala-brazil2023.rio.br/home>).

Evento organizado pela Marinha do Brasil e IALA, que acontecerá no Windsor Convention & Expo Center na Barra da Tijuca, com a participação de 600 Delegações de diversos países.

A AWS vem despontando à frente do Mercado, junto a clientes de Óleo & Gás (projetos de energia, plataformas, sondas e FPSO) bem como navios com manobras especiais (quadro de boias, manobras noturnas, dimensões acima dos parâmetros homologados, etc), sendo o braço de apoio técnico para o desenvolvimento desses projetos no Brasil, em especial, cumprindo com as demandas previstas na Normam 11 DPC, Normam 17, Normam 08 e demais órgãos competentes. São elaborados pela equipe de engenharia, Planos de Localização e Situação, Planos de Reboque, Fundeio, Sinalização Náutica, Amarração, Batimetria, Dragagem, Memorial

Descritivo, entre tantos outros serviços, sempre sob a supervisão e aprovação das várias autoridades competentes, dentro de cada área de atuação e em conformidade com as recomendações da praticagem.

Sobre a AWS Service:

Criada em 2010, sendo uma empresa com vasta experiência no ramo de certificação de embarcações e equipamentos, engenharia naval e mecânica, assessoria especializada na indústria naval e offshore, shipping, entre outros, a AWS fornece serviços a navios, embarcações e unidades offshore, rebocadores, portos, terminais, estaleiros, refinarias e indústrias em geral.

Com grande entusiasmo e busca incansável pela excelência na qualidade, a AWS expande seus horizontes e parcerias comerciais, investindo no treinamento e aprimoramento dos colaboradores, técnicas de aplicabilidade, engenharia e equipamentos, política de compliance (conformidade), gestão da qualidade, saúde, segurança e meio ambiente. A AWS possui sede em Niterói - RJ, filiais em Manaus e Belém, atuando em todo o território nacional. UNQT



Diamond Offshore garante acordo de longo prazo no Brasil

À medida que os fundamentos do mercado de perfuração offshore continuam a melhorar, a Diamond Offshore recebeu um novo programa de perfuração com a Petrobras para a sonda Ocean Courage.



Foto: Divulgação

Em seu relatório do 3T 2022, Diamond disse que a plataforma semi-submersível Ocean Courage recebeu um projeto de quatro anos com uma opção sem preço por mais quatro anos. O valor total estimado do prazo firme do prêmio é de aproximadamente US\$ 429 milhões, incluindo uma taxa de mobilização e a prestação de certos serviços adicionais.

Espera-se que o novo contrato seja assinado em breve e comece no final do quarto trimestre de 2023 após a conclusão do contrato atual da sonda e os novos preparativos do contrato. A sonda construída em 2009 está trabalhando para a Petrobras desde junho de 2021. Bernie Wolford, Jr., Presidente e CEO, declarou: “Este prêmio é uma prova do

desempenho excepcional de nossas equipes e permite que a Diamond continue atendendo a maior operadora do mundo de plataformas de perfuração em águas profundas. Este programa é um acréscimo aos US\$ 1,6 bilhão em atraso que reportamos em 1º de outubro de 2022.”

A receita de perfuração contratada da Diamond para o terceiro trimestre totalizou US\$ 190 milhões em comparação com US\$ 177 milhões no segundo trimestre de 2022.

O aumento na receita foi impulsionado principalmente pelo início do trabalho do Ocean BlackHawk para a Woodside no Senegal durante o trimestre, o Ocean Apex e o Ocean Patriot ambos beneficiando-se de um trimestre completo de utilização, e o Ocean Patriot operando sob os termos de uma extensão de contrato com um aumento favorável da taxa diária.

Esses aumentos na receita de perfuração de contrato para a Diamond foram parcialmente compensados pela conclusão do contrato da Ocean Onyx na Austrália e atualmente sendo empilhada na Austrália Ocidental, enquanto a empresa continua buscando prospectos na região.

As despesas de perfuração do contrato para o terceiro trimestre aumentaram 9%, refletindo uma estrutura de custos operacionais mais alta para o Ocean BlackHawk no Senegal, bem como o início das atividades de reativação do Ocean GreatWhite.

A Ocean GreatWhite, considerada a maior plataforma do seu tipo no mundo, iniciou sua jornada de Tenerife em direção ao Mar do Norte do Reino Unido em meados de outubro e chegou ao Reino Unido no final do mês.

O lucro líquido da Diamond Offshore no trimestre foi de US\$ 5,5 milhões, incluindo um benefício fiscal não monetário de US\$ 23 milhões, em comparação com um prejuízo líquido de US\$ 22 milhões no trimestre anterior. Comentando sobre as perspectivas para o mercado de perfuração offshore, Wolford comentou: “Os fundamentos do mercado continuam a melhorar em nosso setor, gerando taxas diárias melhores e visibilidade crescente da demanda futura”.

Vale lembrar que outra empreiteira de perfuração foi recentemente re-aprovada como fornecedora oficial de sondas e será convidada a participar das próximas licitações de sondas da Petrobras no Brasil.



Foto: Divulgação

Aker Solutions garante contrato com a Petrobras

A Aker Solutions garantiu um contrato para fornecer sistemas de produção submarinos (SPS) e serviços de ciclo de vida submarinos (SLS) para campos de petróleo e gás operados pela Petrobras.

O escopo abrange a entrega de sistemas completos de produção submarina, incluindo equipamentos como árvores submarinas, Vectus – a última geração de controles submarinos da empresa, unidades de distribuição submarina e peças de reposição. O acordo também abrange toda a gama de serviços de ciclo de vida submarino, incluindo serviços de intervenção, preservação, manutenção e instalação. O trabalho de serviço será gerenciado a partir da base de serviços da Aker Solutions em Rio das Ostras, no Rio de Janeiro, Brasil.

O contrato tem um período fixo de cinco anos, do quarto trimestre deste ano ao quarto trimestre de 2027. Ao longo da vigência do contrato, estima-se que o número de árvores submarinas a serem canceladas pode chegar a 33. “O Brasil é um mercado offshore chave globalmente e esperamos continuar nosso relacionamento de longa data com a Petrobras”, disse Maria Peralta, vice-presidente executiva e chefe de negócios submarinos da Aker Solutions. “Este marco de acordo é um testemunho da qualidade que nossos funcionários qualificados entregaram ao longo do tempo no Brasil e do valor de nossas soluções e serviços submarinos.”

O trabalho no âmbito do contrato será baseado em call-off.

A Aker Solutions espera registrar inicialmente uma entrada de pedidos significativa entre NOK 1,5 bilhão e NOK 2,5 bilhões no quarto trimestre de 2022 no segmento Subsea, representando uma estimativa do trabalho inicial esperado a ser cancelado. O potencial total sob o período fixo de cinco anos do contrato pode representar uma entrada substancial de pedidos ao longo do tempo entre NOK 2,5 bilhões e NOK 4 bilhões, disse a empresa.



Foto: Rogério Resende



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.



Estatal obtém lucro líquido de US\$ 8,8 bilhões no 3º trimestre de 2022

Companhia apresenta resultado consistente, com forte geração de caixa, dívida controlada e contribuição recorde para a sociedade.



Foto: Divulgação

A Petrobras manteve, no 3º trimestre de 2022, a alta performance financeira e operacional que vem apresentando nos seus últimos resultados, reportando lucro líquido de US\$ 8,8 bilhões, o 4º maior lucro líquido trimestral da história da companhia.

Outros destaques do trimestre são a geração de fluxo de caixa operacional e a de fluxo de caixa livre, que totalizaram US\$ 12,1 bilhões e US\$ 10,1 bilhões, respectivamente; e o EBITDA ajustado, de US\$ 17,4 bilhões.

Alinhado aos compromissos de distribuição dos resultados gerados e de sustentabilidade financeira da companhia, o

Conselho de Administração da Petrobras aprovou o pagamento de remuneração aos acionistas (dividendos e Juros sobre o Capital Próprio) referente ao total de R\$ 3,35 por ação, a serem pagos em duas parcelas, em 20/12/22 e 19/01/23, respectivamente.

Dessa forma, a Petrobras compartilha seus ganhos financeiros com a sociedade brasileira, inclusive com a União, acionista controlador, que receberá um total de R\$ 16 bilhões.

“Esses resultados demonstram, mais uma vez, o alto nível de desempenho alcançado pela Petrobras. Com disciplina de capital, investindo em ativos resilientes e com taxas de retorno adequadas, a companhia vem conseguindo apresentar performance de maneira sustentável”, destacou o presidente da Petrobras, Caio Mário Paes de Andrade.

O retorno sobre capital empregado (ROCE) atingiu 15% no 3º trimestre de 2022, um crescimento significativo ante os 12,8% do trimestre anterior.

A companhia pagou, no período, R\$ 73 bilhões em tributos e participações governamentais às esferas federal, estadual e municipal. Esse montante configura um recorde na contribuição para a sociedade na história da companhia. No 3º trimestre de 2022, os investimentos da Petrobras totalizaram US\$ 2,1 bilhões, enquanto nos primeiros nove meses do ano, os investimentos alcançaram US\$ 7,0 bilhões, um crescimento de 14% em relação ao mesmo período de 2021.

A dívida bruta da Petrobras ficou em US\$ 54,3 bilhões, patamar saudável para companhias do segmento e porte da Petrobras. A companhia concretizou, no período, a maior emissão de notas

comerciais já realizada no Brasil, abrindo, com sucesso, nova alternativa de captação doméstica, no montante de R\$ 3 bilhões. A redução da dívida bruta se refletiu na diminuição do número de dias do fluxo de caixa operacional necessários para pagar juros.

Atualmente, em 14 dias a companhia gera fluxo de caixa operacional suficiente para pagar os juros; esse número chegou a ser maior que um trimestre, cerca de 102 dias, em 2016.

Entre os resultados por segmento de negócio, convém ressaltar o crescimento de 33% do Ebitda ajustado da área de Gás e Energia. Esse resultado foi obtido, principalmente, devido ao aumento das margens de comercialização do segmento, com a melhora no portfólio de venda de gás natural e menor necessidade de GNL.

A Petrobras apresentou, ainda, resultados expressivos na redução de emissões de gases do efeito estufa. Nos nove primeiros meses de 2022, a intensidade de carbono de E&P foi de 15,1 quilogramas de CO₂ equivalente por barril de petróleo equivalente (kgCO₂e/boe) produzido, consideravelmente abaixo da meta de 16,5 estipulada para 2022. A intensidade de carbono no refino está em 37,8 kgCO₂e/ boe produzido, também abaixo da meta de 39,2 referente ao ano de 2022.

Também foi aprovada pelo Conselho de Administração a primeira carteira de projetos do Fundo de Descarbonização da Petrobras, com potencial de redução de emissões de 1,05 milhão de tCO₂ por ano (equivale às emissões de 2 FPSOs ou 1/2 refinaria). O fundo foi criado para financiar ações de mitigação de emissões de gases do efeito estufa e contribuir para a trajetória de neutralidade de carbono da Petrobras.

Petrobras conquista Selo Ouro do Programa Brasileiro GHG Protocol, por transparência na publicação de emissões de carbono

Programa é o principal do país para avaliar transparência dos inventários de emissões.

A Petrobras conquistou, pelo quinto ano consecutivo, o “Selo Ouro” concedido pelo Programa Brasileiro GHG Protocol (principal fonte, no país, de instrumentos e ferramentas para quantificar as emissões de gases de efeito estufa), em reconhecimento à transparência na publicação do inventário de emissões de gases do efeito estufa da companhia.

O “Selo Ouro” corresponde ao nível mais alto de qualificação concedido às empresas que demonstram o atendimento de todos os critérios de transparência na publicação de seu inventário de gases de efeito estufa.

O Programa Brasileiro GHG Protocol desenvolve ferramentas de cálculos para a estimativa de emissões de gases do efeito estufa e estimula a cultura corporativa de inventário de emissões no Brasil, proporcionando instrumentos e padrões de qualidade internacional para contabilização e publicação dos inventários.

Investimentos de US\$ 2,8 bi em redução de emissões

O Indicador de atendimento às metas de gases de efeito estufa (IAGEE) é uma das métricas de topo da Petrobras e, para alcançar esse objetivo, o Plano Estratégico 2022-2026 da companhia prevê investimentos de US\$ 2,8 bilhões para redução de emissões em seu horizonte.

A Petrobras participa do Programa Brasileiro GHG Protocol desde a sua primeira edição. “O selo ouro reconhece todo o empenho da Petrobras nos últimos anos. Temos o

compromisso de reduzir em 25% as emissões absolutas operacionais GEE até 2030, e a ambição é neutralizá-las em prazo compatível com o estabelecido pelo Acordo de Paris”, afirma o diretor de Relacionamento Institucional e Sustentabilidade,

Rafael Chaves. Um dos destaques do inventário publicado pela companhia em 2022 é que ela reduziu em 21% as emissões absolutas de gases de efeito estufa no período de 2015 a 2021.



Foto: Rogério Resende

PRIO optar por vender sua participação para a Gas Bridge

Após a decisão de manter sua participação em um campo de gás operado pela Petrobras fora do Brasil, a PRIO, anteriormente conhecida como PetroRio, mudou de ideia mais uma vez, decidindo vender sua participação para a Gas Bridge, em uma tentativa de se concentrar em sua ativos operados.



Essa mudança de opinião ocorre vários meses depois que a PRIO decidiu manter sua participação no campo de gás de Manati, operado pela Petrobras, uma vez que as condições previamente estabelecidas para a venda à Gas Bridge não foram cumpridas.

Como lembrete, a PetroRio celebrou um acordo em novembro de 2020 com a Gas Bridge para vender sua participação de 10% neste campo por R\$ 144,4 milhões (aproximadamente US\$ 26,25 milhões).

Por outro lado, a Gas Bridge também fechou acordos separados com a Enauta e a GeoPark para comprar suas participações no campo de Manati enquanto a Petrobras

colocou sua participação à venda em maio de 2020.

Após a Enauta ter confirmado a sua intenção de manter a sua participação no campo de Manati em janeiro de 2022 – uma vez que as condições exigidas para a conclusão desta venda também não foram cumpridas – a PRIO destacou em abril de 2022 que “continua confiante no futuro do campo, especialmente tendo em conta a perspectivas recentes do mercado de gás. No entanto, não exclui possíveis outras transações envolvendo Manati.”

Em atualização a PRIO divulgou que assinou um acordo com a Gas Bridge para a venda de sua participação de 10% no campo de Manati pelo valor total de R\$ 124 milhões (cerca de US\$ 23,43 milhões), dos quais 10% serão pago na assinatura e o restante na conclusão da transação.

A empresa revelou que a data efetiva da venda é 1 de dezembro de 2022.

A participação da PRIO no campo de Manati, que foi adquirido em 2017 por R\$ 140 milhões, gerou R\$ 350 milhões (cerca de US\$ 66,13 milhões) de caixa até o momento. Isso significa que terá devolvido 3,4 vezes o capital investido até a conclusão da venda.

Esse movimento faz parte da estratégia da PRIO de “gerar valor por meio da gestão dinâmica de seu portfólio de ativos” e reforça o foco da empresa em seus ativos operados, que “compõem o núcleo de seus negócios”.

O empresa explicou ainda que a conclusão deste negócio está sujeita às condições precedentes usuais, como aprovação pelo

CADE e ANP.

Entretanto, diferentemente do negócio anterior, que foi encerrado incompleto, este não depende de nenhuma transação da contraparte com os demais consorciados.

Localizado na Bacia de Camamu-Almada, no estado da Bahia, o campo de Manati é um dos maiores campos de gás natural não associado do Brasil. Além do gás, o campo também produz condensado.

Os poços do campo são conectados por linhas submarinas à plataforma PMNT-1 e o gás flui por um gasoduto de 36 km até a Planta de Compressão (SCOMP), onde é comprimido e percorre outros 89 km até a Planta de Processamento (EVF).

A Petrobras opera o campo com 35% de participação, enquanto seus parceiros são a Enauta Energia com 45% de participação, GeoPark LTDA e Petro Rio Coral Exploração Petrolífera LTDA, que detêm 10% cada.

No que diz respeito às atividades mais recentes da PRIO, vale destacar que a empresa celebrou um memorando de entendimento (MOU) em setembro de 2022 com a Prisma Capital para a potencial combinação de negócios com a Dommo Energia.

A PRIO explicou que a conclusão deste negócio está sujeita às condições precedentes usuais de transações dessa natureza, como a aprovação dos acionistas da Dommo e do CADE, entre outras.

Shell Brasil contrata Helix para descomissionamento de poço

A Helix Energy Solutions garantiu um contrato de descomissionamento de poços em águas profundas com a Shell Brasil na Bacia de Campos.

O escopo de trabalho inclui serviços de plug e abandono em poços submarinos localizados nos campos de Bijupira e Salema. O projeto está programado para começar no início de 2024 por um período mínimo de 12 meses, além de opções de extensão do cliente. A Helix fornecerá o navio de intervenção de poço baseado em riser Q7000, um sistema de riser de intervenção de 10k (IRS) e veículos operados remotamente (ROVs) para executar o contrato. “Estamos satisfeitos que a Helix tenha recebido este importante contrato de descomissionamento de poço”, disse Scotty Sparks, vice-presidente executivo e diretor de operações da Helix.

“Este é mais um passo à frente na execução de nossos objetivos estratégicos, que inclui contribuir para a transição energética, fornecendo os melhores serviços de descomissionamento da categoria e líderes globais. Estamos ansiosos para continuar nosso relacionamento com a Shell.” Equipado com um sistema DP3 e o IRS projetado pela Helix, o Q7000 pode executar operações de intervenção em poços em lâminas d’água que variam de 85 a 3.000 metros.

De acordo com a Helix, a embarcação tem um plano de convés aberto e configuração triaxial e pode realizar uma série de operações de aprimoramento de produção, incluindo limpeza de poço e suporte ao desenvolvimento de campo, e é igualmente otimizada para descomissionamento de poço, incluindo suspensão, remoção de tubulação, árvore recuperação e limpeza do fundo do mar. No início deste ano, a Helix firmou um contrato de vários anos com a Shell Offshore para fornecer serviços de intervenção em poços no Golfo do México dos EUA. Para o escopo do trabalho, a empresa está fornecendo o navio de intervenção de poço semissubmersível baseado em riser Q4000 ou Q5000, um sistema de riser de intervenção de 10k ou 15k e ROVs.



Foto: Divulgação



TECNOLOGIA SENSORIA

Monitorar pás de turbinas eólicas quanto a danos de maneira eficiente e eficaz pode ser uma das tarefas mais desafiadoras para gestores e engenheiros de parques eólicos. As pás de turbinas eólicas são suscetíveis a danos através de uma variedade de causas e fontes, desde fatores ambientais, como raios, até desgaste normal, levando ao agravamento da condição de integridade.

A tecnologia Sensoria da MISTRAS pode ajudar a resolver algumas das tarefas mais desafiadoras no setor de energia eólica: Manter a integridade das pás das turbinas eólicas enquanto maximiza o tempo produtivo da turbina. Tudo isso através de uma solução exclusiva para gerenciamento de integridade das pás por meio de monitoramento remoto e relatórios de dados. A MISTRAS combina a tecnologia de Emissão Acústica (EA) com um portal de dados para ajudar a proteger seu parque eólico na condição de operação.

SENSORIA

PROBLEMAS DETECTÁVEIS

O sistema de monitoramento de pás eólicas MISTRAS Sensoria funciona para detectar remotamente defeitos nos componentes da pá eólica. O sistema detecta os seguintes principais problemas:

- Trincas
- Raios
- Rupturas e perfurações do revestimento da pá
- Impactos de alta energia
- Delaminação
- Falha de colagem
- Defeitos de fabricação

vendas@mistras.com.br
comercial@mistras.com.br

MAXIMIZE A EFICIÊNCIA

Nossa tecnologia Sensoria possibilita decisões de forma mais econômica com maior agilidade, maior segurança e em tempo real através do portal Sensoria Insights.

O monitoramento da integridade e defeitos das pás por meio do portal Sensoria oferece aos gestores informações sobre a operação global do parque instalado, maximizando a operação.

www.mistras.com.br
www.sensoriawind.com

Descoberta de petróleo em águas profundas no Brasil

A Petrobras fez uma descoberta de petróleo em um poço localizado na área coparticipada de Sépia. Medidas foram tomadas para caracterizar o reservatório e medir a extensão da descoberta.

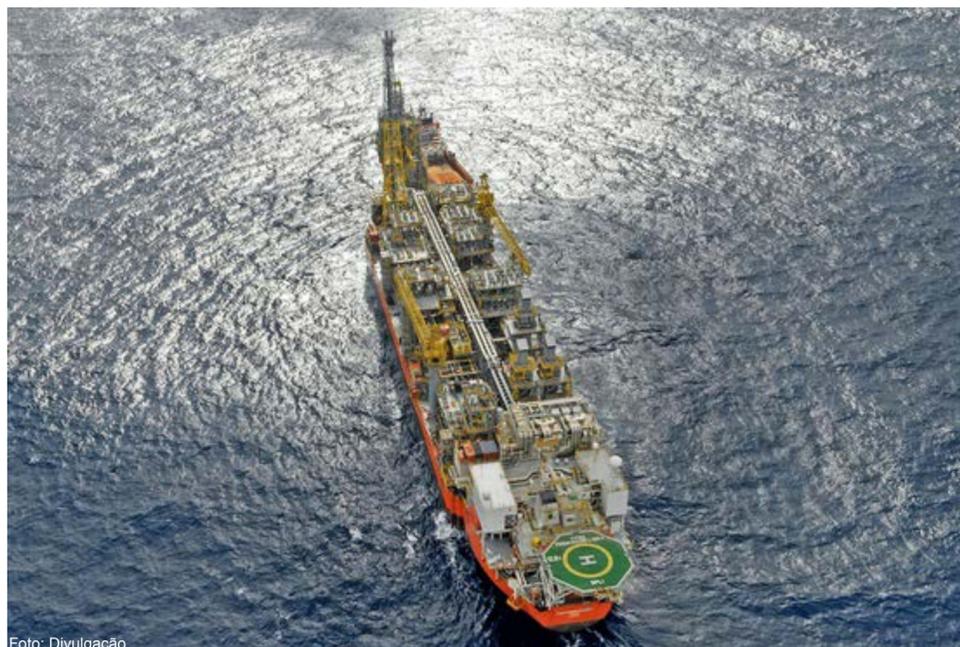


Foto: Divulgação

A Petrobras divulgou esta descoberta de petróleo, explicando que perfurou o poço 4-BRSA-1386D-RJS – localizado na parte noroeste do campo de petróleo de Sépia, 250 km ao sul da cidade do Rio de Janeiro, em lâmina d’água de 2.197 metros – em 31 de julho de 2022, cerca de três meses após a assinatura do contrato do consórcio de cessão de direitos Sépia (ToR) excedente.

Além disso, a gigante brasileira explicou que o intervalo de teor de óleo foi verificado por meio de registros elétricos e amostras de fluidos, cujas análises laboratoriais vão caracterizar ainda mais.

Segundo a Petrobras, a coluna líquida de óleo é “uma das mais espessas já registradas no Brasil”, e o consórcio

continuará operando para caracterizar as condições dos reservatórios encontrados e verificar a extensão da descoberta.

Conforme delineado pela empresa, a área coparticipada Sépia é composta pelo bloco Sépia, adquirido pela Petrobras por meio de contrato de cessão de direitos, firmado com o governo brasileiro em 2010, e pelo bloco excedente Sépia ToR, adquirido em dezembro de 2021, no 2º leilão de partilha de produção de cessão onerosa realizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

A Petrobras destacou que o bloco excedente Sépia ToR foi adquirido por um consórcio formado pela Petrobras como operadora com 30% de participação e seus parceiros: TotalEnergies (28%), QatarEnergy (21%) e Petronas (21%), com a Pré-Sal Petróleo (PPSA) como gestora.

Em comunicado à parte, a francesa TotalEnergies confirmou esta descoberta de petróleo no poço Pedúnculo, que fica na área coparticipada de Sépia, operada pela Petrobras com uma participação de 51,9 por cento onde o jogador francês detém 19,2 por cento de participação líquida, juntamente com a QatarEnergy (14,4 por cento) e Petronas (14,4 por cento).

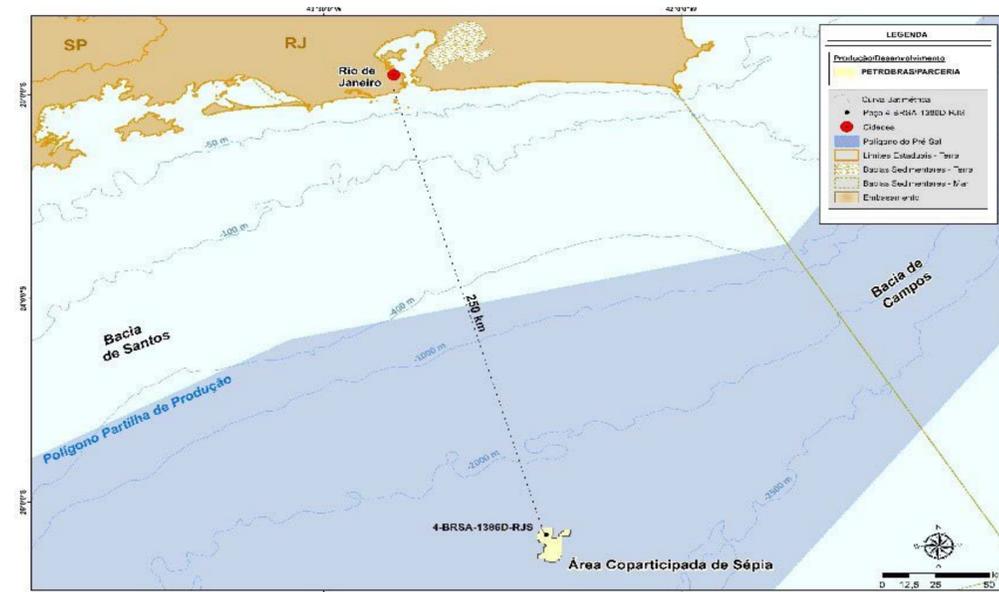
A TotalEnergies destacou que o reservatório compartilhado Sépia produz atualmente 170 mil barris de petróleo por dia.

David Mendelson, vice-presidente sênior para as Américas da TotalEnergies Exploration & Production, comentou: “Esta é uma excelente notícia, apenas alguns meses depois de concluir nossa entrada no campo de Sépia de classe mundial no Brasil, onde já

estamos nos beneficiando do desempenho de produção de o primeiro FPSO.

“Os recursos confirmados pelo poço Pedúnculo parecem exceder as expectativas pré-perfuração e aumentam o potencial de desenvolvimento futuro da área. Graças à sua produtividade excepcional e às tecnologias inovadoras utilizadas em seus desenvolvimentos, esses recursos se encaixam totalmente no portfólio de petróleo de baixo custo e baixa emissão da TotalEnergies.”

Em relação às outras descobertas recentes da Petrobras no Brasil, vale ressaltar que após a gigante brasileira concluir a perfuração de um poço pioneiro no pré-sal da Bacia de Campos após uma descoberta de petróleo, a empresa tomou medidas para estabelecer todo o potencial de esta peça em julho de 2022.



Petrobras avança em acordo com ANP e SGB-CPRM para instalação dos dois maiores acervos geológicos do país

Objetivo é preservar e disseminar conhecimento geocientífico.

A Petrobras avançou em acordo com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o Serviço Geológico do Brasil (SGB-CPRM) para instalação dos dois maiores acervos geológicos de rochas do país (as chamadas “litotecas”) – um no Rio de Janeiro e outro em Caeté (MG). As discussões acontecem no contexto do protocolo de intenções que prevê também a instalação do Centro de Referência em Geociências, com laboratórios de alta performance, e a revitalização do Museu de Ciências da Terra.

O acervo das amostras é de propriedade da União e, atualmente, está sob a guarda da Petrobras. O projeto é fruto de um protocolo de intenções firmado, em 2018, pela Petrobras, SGB-CPRM e ANP, visando a cooperação e o apoio técnico operacional para ampliação do conhecimento geológico aplicado às áreas de petróleo e gás.

Em 2020, a Petrobras e a SGB-CPRM assinaram termo de cooperação para elaboração dos projetos e construção das litotecas. Em paralelo, as instituições iniciaram o projeto executivo para instalação do Centro de Referência em Geociências, além da reforma e ampliação do Museu de Ciências da Terra.

Os projetos executivos foram concluídos em julho deste ano, o que permitirá o avanço para a próxima fase do protocolo de intenções. Quando construídas, as litotecas deverão abrigar centenas de milhares de amostras de rochas coletadas ao longo de mais de 70 anos de história da exploração e produção de petróleo no Brasil, cobrindo um período que vai

desde as primeiras descobertas em terra, até os recentes achados extraídos do pré-sal.

O objetivo é contribuir para a disseminação do conhecimento geocientífico para a academia e instituições de pesquisa, além de preservar a memória geológica do país. Adicionalmente, a Petrobras vai liderar, no âmbito de sua participação no Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP, o interesse da indústria em investir conjuntamente no Centro de Referência em Geociências, bem como na reforma e ampliação do Museu de Ciências da Terra, com foco

no conhecimento geológico nacional voltado para o setor.

As rochas do pré-sal, por exemplo, coletadas a mais de 7 mil metros de profundidade, trazem, em si, um volume expressivo de dados, essenciais para compreender a origem da formação das jazidas, além de servir de legado para descobertas futuras.

A cerimônia que marcou o avanço do projeto aconteceu na sede da Petrobras, no Rio de Janeiro, e contou com a presença do ministro de Minas e Energia, Adolfo Sachsida, além dos representantes da Petrobras, ANP, SGB-CPRM e IBP.



Foto: Divulgação

Petrobras informa sobre descoberta no Bloco Aram

A Petrobras, em continuidade ao comunicado divulgado em 19/11/21, informa que concluiu com sucesso o teste de formação no poço pioneiro 1-BRSA-1381-SPS (Curação) no Pré-sal da porção sudoeste da Bacia de Santos. A nova descoberta está localizada a 240 km da cidade de Santos-SP, em profundidade d'água de 1905 metros, no Bloco Aram.

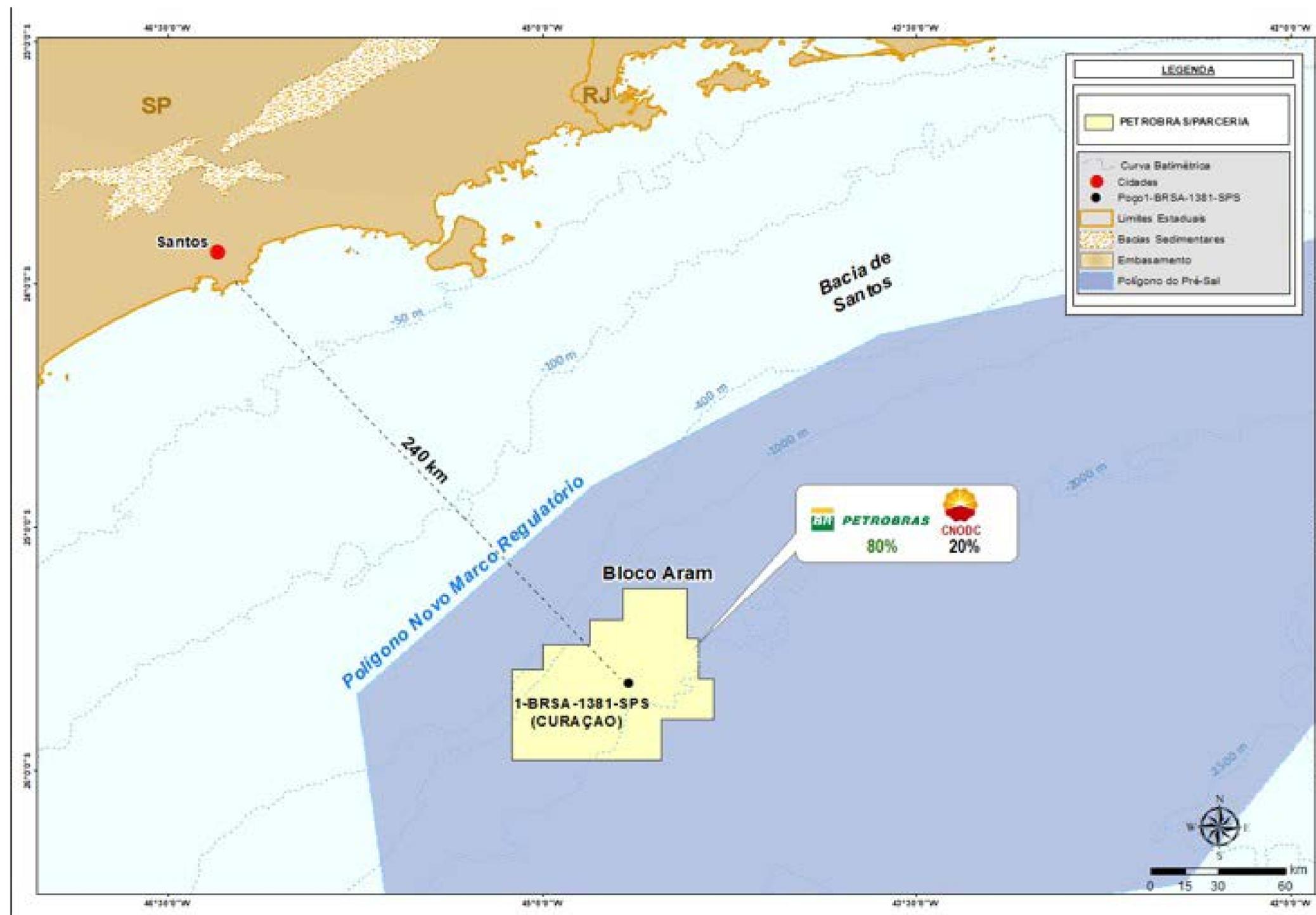
O teste de formação a poço revestido (TFR) avaliou um espesso intervalo de reservatórios carbonáticos do Pré-sal, no qual foi possível conhecer sua produtividade através de dados dinâmicos de produção.

Durante o teste foram coletadas amostras de óleo que serão posteriormente caracterizadas por meio de análises de laboratório. Este TFR, realizado cerca de 6 meses após a conclusão da perfuração do pioneiro 1-BRSA-1381-SPS em janeiro de 2022, complementa a avaliação deste poço com base em perfis.

O resultado é fruto da estratégia do consórcio de maximizar a utilização de dados na aplicação de novas soluções tecnológicas, possibilitando o processamento em tempo real das informações adquiridas, o que permite tomadas de decisão de forma ágil e segura.

O consórcio dará continuidade às atividades no Bloco Aram, visando avaliar as dimensões e a comercialidade da nova acumulação. O Bloco Aram foi adquirido em março de 2020, na 6ª rodada de licitação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), sob o regime de Partilha de Produção, tendo a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) como gestora.

A Petrobras é a operadora do bloco e detém 80% de participação, em parceria com a empresa CNPC (20%).



Petróleo do pré-sal representa 73% da produção total da Petrobras no 3º trimestre de 22

Companhia mantém sólida performance operacional: produção média foi de 2,64 milhões de barris de óleo equivalente por dia e fator de utilização das refinarias ficou em 88%.



Foto: Divulgação

A Petrobras manteve uma sólida performance operacional no 3º trimestre de 2022, com uma produção média de óleo, LGN e gás natural da Petrobras de 2,64 milhões de barris de óleo equivalente por dia (MMboed), em linha com o 2T22. A produção total operada pela companhia atingiu 3,65 MMboed no período, 2,6% acima do 2º trimestre de 2022. O fator de utilização total (FUT) do parque de refino foi de 88% no 3º trimestre, mesmo patamar dos resultados do período anterior. Os dados são destaques do Relatório de Produção e Vendas, divulgado na última segunda-feira (24/10) pela companhia.

A produção média de óleo, LGN e gás natural da Petrobras alcançou 2,64 MMboed, em linha com o 2T22. A manutenção desse patamar é positiva, tendo em vista que os resultados do 3º trimestre de 2022 já contemplam os

impactos de redução da produção provenientes da parada para descomissionamento e desmobilização do FPSO Capixaba e da efetividade dos Contratos de Partilha de Produção dos Volumes do Excedente da Cessão Onerosa de Atapu e Sépia.

O impacto desses eventos, já previstos, foi compensado positivamente pelo bom desempenho da P-68 e o aumento de produção (ramp-up) do FPSO Guanabara. A P-68, que opera nos campos de Berbigão e Sururu (Bacia de Santos), atingiu a capacidade plena de produção em 21 de junho, o que permitiu à unidade alcançar neste trimestre a sua maior média de produção, de 148 mil barris de petróleo por dia (bpd), confirmando o bom desempenho dos poços e da plataforma. Além disso, em 8 de outubro, a plataforma atingiu o recorde de produção diária de 161 mil barris, acima da capacidade nominal por conta das otimizações alcançadas na planta de produção.

Assim como a P-68, às unidades próprias P-70, do Campo de Atapu, e unidades P-74, P-75, P-76 e P-77, do Campo de Búzios, têm conseguido, em função das condições operacionais, produzir acima da sua capacidade nominal e têm sido importantes para a performance de produção do ano de 2022. No FPSO Guanabara (Campo de Mero), que está em ramp-up de produção, a Petrobras realizou a interligação e início de operação de dois novos poços de produção de óleo e gás natural, e dois novos poços de injeção de gás no 3T22. Com isso, a plataforma atingiu produção média de 65 mil bpd no trimestre. A produção total no pré-sal foi de 1,94 milhão de barris de óleo equivalente, em linha com o 2T22, representando 73% da produção total da Petrobras. A companhia seguiu o trabalho de desenvolvimento de mercado para os petróleos do pré sal, com foco em Atapu e Sépia, que foram os últimos óleos adicionados à cesta de exportação da

Petrobras. Neste trimestre, foram incluídos quatro novos clientes distribuídos entre Ásia, Europa e América do Sul.

No refino, o fator de utilização total (88%) e o rendimento de diesel, gasolina e QAV (66%) se mantiveram em patamares elevados, em linha com o 2º trimestre de 2022. Os resultados deste trimestre aconteceram mesmo com as paradas programadas de 43 dias de destilação e coque da REPLAN, em Paulínia, São Paulo, maior refinaria do país, e de 33 dias nas unidades de hidrotreamento da REGAP, em Betim, Minas Gerais. Destaca-se ainda que oito refinarias da companhia possuem disponibilidade operacional acumulada nos nove primeiros meses de 2022 no patamar dos melhores refinadores americanos.

Com demanda ainda aquecida, no 3º trimestre de 2022, a Petrobras vendeu 700,7 mil toneladas de asfaltos no mercado interno, maior volume em um trimestre desde 2014. Também obteve recorde trimestral na produção de asfalto desde 2014, com o total de 697,5 mil toneladas. Em setembro foi concluída a primeira venda de Diesel R5 composto de 95% de diesel derivado do petróleo e 5% de diesel renovável com tecnologia desenvolvida pela Centro de Pesquisa da Petrobras, que consiste no coprocessamento em unidades de hidrotreamento. A produção foi realizada na REPAR, no Paraná, onde o Diesel R5 já havia sido produzido para testes na frota de ônibus urbano de Curitiba.

A Intensidade de Emissões de Gases de Efeito Estufa (IGEE) das refinarias seguiu em queda no 3T22, com um resultado de 37,8 kgCO₂e/CWT, contra um realizado de 38,9 kgCO₂e/CWT no 3T21.



Congresso Internacional de Pintura e Revestimentos Anticorrosivos

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



3 dias de intensa programação técnica

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

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

5 cursos no dia que antecede a abertura do evento

Área de exposição com as mais importantes empresas do setor

Não perca a oportunidade de participar do CIPRA 2022!

PATROCINADORES

MASTER



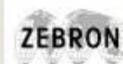
DIAMANTE



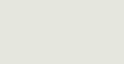
PLATINUM



OURO



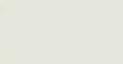
PRATA



APOIO INSTITUCIONAL



PARCEIROS DE MÍDIA



cipra.com.br

Gulf Marine e YPF Brasil renovam parceria em visita na planta da multinacional em Diadema

O encontro fortalece o desenvolvimento e comercialização de produtos da linha marítima da YPF Brasil.

A parceria da Gulf Oil Marine com a YPF Brasil foi ratificada por uma visita dos dirigentes da empresa de Hong Kong à fábrica da YPF Brasil em São Paulo.

O encontro aconteceu no último dia 26 de setembro e contou com a participação de dois integrantes da Gulf e Pablo Luchetta, CEO da YPF Brasil.

A YPF Brasil é uma das empresas parceiras da Gulf Marine na comercialização de óleos lubrificantes para embarcações em geral, além de ser responsável pela logística, atendimento e fornecimento da marca em portos brasileiros.

“A parceria com a Gulf Oil Marine representa o fortalecimento da nossa empresa no setor marítimo, abrangendo nossas operações nos mais variados setores”, comenta Pablo Luchetta.

Para a Gulf Oil Marine, a parceria se fortalece com o passar do tempo. Os dirigentes da companhia agradeceram pela receptividade na visita e conferiram de perto o trabalho em andamento na planta de Diadema, região metropolitana de São Paulo.

“O compromisso e excelência dessa parceria com a YPF Brasil só melhora através do tempo”, comenta a direção da Gulf Oil Marine.

A parceria entre as companhias já rendeu frutos com uma gama de produtos com especificações técnicas para variados tipos de motores e aprovadas pelas fabricantes do

segmento marítimo. Também faz parte do portfólio a linha de lubrificantes e graxas biodegradáveis para sistemas hidráulicos, tubos telescópicos e transmissões, cuja tecnologia proporciona

proteção ao meio ambiente, devido às suas propriedades biodegradáveis. Os lubrificantes atendem aos requisitos VGP (Vessel General Permit).



Foto: Divulgação

Petrobras é premiada por inovar com startups

A companhia está entre as que mais interagem com empresas inovadoras e lidera o setor de petróleo e gás



Foto: Divulgação

A Petrobras é a 16ª empresa que mais interage com o ecossistema de inovação aberta no país e é líder na categoria Petróleo e Gás. A informação, é do ranking Top 100 Open Corps que, anualmente, reconhece e premia as empresas que fazem mais parcerias com as startups.

A companhia vem apostando no setor, por meio do Programa Petrobras Conexões para Inovação que, desde que foi criado, já lançou editais no valor de quase R\$ 100 milhões voltados para este segmento. Só este ano, os módulos Startups e Aquisição de Soluções, trouxeram editais no valor de R\$ 50,7 milhões, com a publicação de mais de 40 desafios para desenvolvimento e teste de soluções inovadoras.

O prêmio reflete o resultado dos investimentos: a Petrobras subiu, nos últimos três anos, da 75ª posição, em 2020, para 16ª no ranking geral e venceu novamente a categoria Petróleo e Gás, criada no ano passado. A pesquisa considera o número de relacionamentos de inovação aberta

a partir de dados fornecidos pelas empresas e startups. A cada forma de interação é atribuído um peso, de acordo com as formas de relacionamento.

Segundo a organização do prêmio, dados coletados no mercado e auditados, mostram uma tendência de crescimento no número de relacionamentos declarados entre empresas e startups que passou de 26.348 para a 42.588, no último ano. O valor total de contratos fechados com as startups foi de R\$ 2,7 bilhões, um crescimento de 60% em relação à edição anterior do prêmio, o que representa um valor médio de R\$ 260 mil por contrato.

A depender da complexidade das demandas e da maturidade tecnológica, as empresas vencedoras dos editais da Petrobras para startups e pequenas empresas inovadoras recebem até R\$ 1,6 milhão para desenvolver e validar suas soluções, que

podem ser desde aplicações digitais até pesquisa avançada, incluindo as baseadas em software de alto desempenho, novas plataformas de hardware e novos materiais.

Inovações

Entre as entregas das startups participantes dos editais da Petrobras estão plataformas robóticas que unem Inteligência Artificial e Visão Computacional para inspeções de equipamentos offshore, robôs de combate a incêndio para área classificada (com risco de atmosfera inflamável), soluções de deep learning para assimilação de sísmica 4D em modelos de reservatórios, software para projeção da demanda e do preço da energia elétrica e gás natural e simulador de realidade virtual para treinamento de processos da indústria de óleo e gás, em ambiente seguro e intuitivo.



Foto: Divulgação

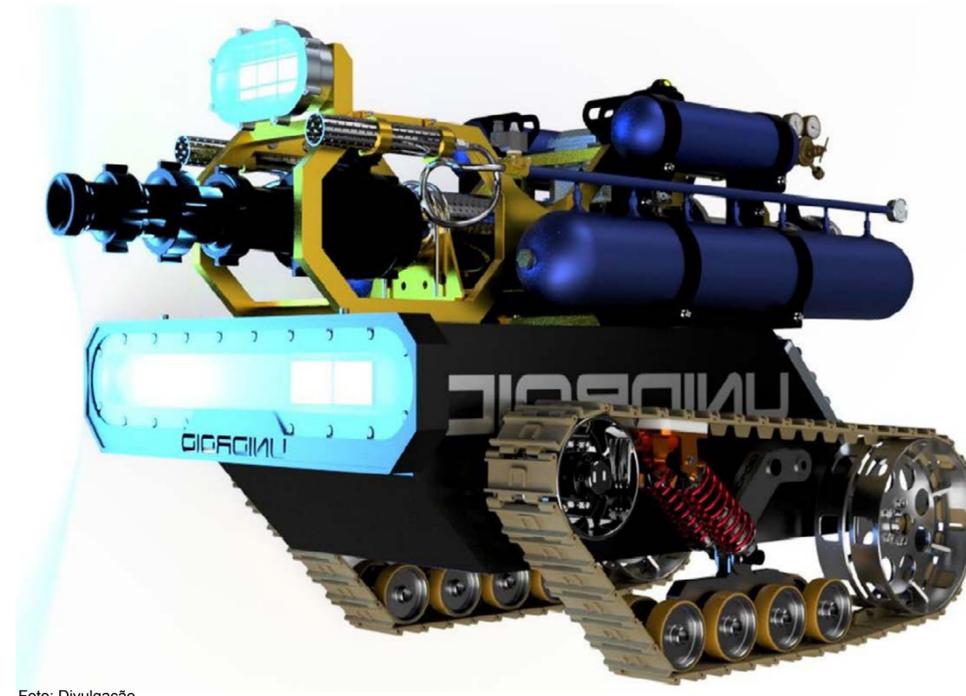


Foto: Divulgação

Plataforma P-71 deixa estaleiro rumo ao pré-sal da Bacia de Santos

Unidade produzirá até 150 mil barris de óleo no campo de Itapu.

O navio-plataforma P-71 saiu do estaleiro Jurong Aracruz, no Espírito Santo, rumo ao campo de Itapu, no pré-sal da Bacia de Santos.

A unidade produzirá diariamente até 150 mil barris de óleo e até 6 milhões de metros cúbicos de gás.

A capacidade de armazenamento da P-71 é de 1,6 milhão de barris de óleo.

A P-71 é uma plataforma do tipo FPSO (sistema flutuante de produção, armazenamento e transferência de petróleo) e navegará até a Bacia de Santos para cumprir a próxima etapa do projeto, a sua ancoragem no campo, seguida da interligação aos dutos de produção da unidade (risers).

A P-71 entrará em operação em dezembro de 2022 e deve atingir o seu pico de produção até o final de 2023.

A unidade pertence à Petrobras e será a última da série de Replicantes, também composta por P-66, P-67, P-68, P-69 e P-70.

Essas unidades apresentam alta capacidade de produção, tecnologias avançadas de operação e redução de emissões, com o mesmo projeto de engenharia replicado.

Um exemplo da tecnologia para redução de emissões dos Replicantes é o sistema de FGRU (Flare Gas Recovery Unity), usado para aproveitar o gás gerado no processo de produção e diminuir a sua queima e liberação na atmosfera.



Foto: Divulgação

Prosafe mira mais um contrato no Brasil

A Prosafe apresentou a oferta mais competitiva em um processo de licitação para um contrato de período firme de 650 dias pela Petrobras no Brasil.

A Prosafe informou no sábado que o valor do contrato é de aproximadamente US\$ 73 milhões (equivalente a US\$ 112.500 por dia).

Conforme explicado pela Prosafe, a adjudicação e o prazo do contrato estão sujeitos a um processo de esclarecimento formal durante o qual a Petrobras não tem obrigação formal de celebrar um contrato e outros licitantes podem recorrer.

Um contrato, se concedido, implantaria a plataforma de acomodação semissubmersível Safe Zephyrus para suporte de segurança e manutenção no exterior do Brasil em 2023.

Há menos de um mês, o Safe Zephyrus garantiu uma extensão de contrato com a BP no Mar do Norte do Reino Unido. A carta foi prorrogada até 21 de dezembro de 2022.

Safe Zephyrus é um ASV semi-submersível DP3 com camas para 450 pessoas. Foi construído no estaleiro Jurong, Cingapura, com o projeto GVA 3000E e é capaz de operar em todo o mundo nos ambientes offshore mais severos.

A Prosafe ganhou algumas outras licitações com a Petrobras este ano. Em maio, a empresa obteve um contrato de quatro anos para o fornecimento do Safe Notos e um contrato de quatro anos para o fornecimento da unidade Safe Eurus .

Em outros lugares, a Prosafe na semana passada firmou um acordo para o fornecimento do Safe Concordia no Golfo do México dos EUA. O valor da duração da empresa contratada é de aproximadamente US\$ 33 milhões.



Foto: Divulgação

Plataforma P-68, no pré-sal, bate recorde de produção diária

Unidade alcança produção de mais de 161 mil barris de petróleo por dia

O navio-plataforma P-68, que opera nos campos de Berbigão e Sururu, no pré-sal da Bacia de Santos, bateu recorde de produção diária no último dia 8/10, com volume de 161.756 barris de petróleo por dia (bpd).

Essa marca foi alcançada com a entrada em produção do nono poço produtor (7-SRR-6D-RJS), superando o recorde anterior, atingido em junho deste ano, de 157 mil bpd. Esse novo recorde foi suportado por estudos de aumento de capacidade da plataforma, dentro das mais rigorosas condições de segurança, com autorização dos órgãos externos competentes.

Para alcançar esse volume, a plataforma está operando com nove poços produtores, sendo que quatro deles utilizam o gás lift como método de elevação artificial para aumento de produtividade do reservatório.

Do tipo FPSO (unidade flutuante de produção, armazenagem e transferência de petróleo), a P-68 entrou em operação em 2019, com capacidade de produzir até 150 mil bpd e processar 6 milhões de m³ de gás por dia. A plataforma opera a cerca de 230 km da costa do estado do Rio de Janeiro, em profundidade d'água de 2.280 metros.

A P-68 foi a quarta unidade da série de replicantes (sistemas com projetos padronizados) a entrar em operação no pré-sal.

Os campos de Berbigão e Sururu estão localizados na concessão BM-S-11A, operada pela Petrobras (42,5%), em parceria com a Shell Brasil Petróleo Ltda. (25%), Total E&P do Brasil Ltda. (22,5%) e a Petrogal Brasil S.A. (10%).



Foto: Divulgação

Equinor produz primeiro óleo de nova plataforma no Brasil

A nova plataforma da Equinor no Brasil, Peregrino C, produziu seu primeiro óleo. Peregrino é o maior campo operado da Equinor fora da Noruega.

A fase 2 de Peregrino prolongará a vida útil do campo de Peregrino até 2040. A fase 2 adiciona 250-300 milhões de barris de petróleo, ao mesmo tempo em que reduz pela metade as emissões de CO2 esperadas por barril durante a vida útil restante do campo, disse a Equinor. Em operação, a nova plataforma proporcionará 350 empregos de longo prazo offshore e onshore no Brasil.

A fase 2 do Peregrino consiste em uma nova plataforma com instalações de perfuração e alojamentos vinculados ao FPSO Peregrino existente, bem como um novo gasoduto importando gás para a plataforma de geração de energia. Localizado na Bacia de Campos, o campo de Peregrino iniciou a produção em 2011. No entanto, a produção foi suspensa em abril de 2020 quando um riser de injeção de água rompido foi detectado durante um teste de vazamento. O player norueguês executou um “grande” programa de manutenção, atualizações e reparos no navio FPSO que opera no campo e instalou uma nova plataforma, Peregrino C. A produção foi retomada em julho de 2022.

O projeto estava dentro do cronograma para o início planejado no final de 2020, quando o Covid-19 o atingiu com força, levando a cortes na força de trabalho várias vezes na fase crucial e normalmente trabalhosa de conexão. Ainda assim, a fase 2 do Peregrino é entregue dentro da estimativa de custo original de US\$ 3 bilhões, disse a Equinor. Geir Tungesvik, vice-presidente executivo de Projetos, Perfuração e Aquisição da Equinor, disse: “O Covid-19 tornou a fase 2 do Peregrino um projeto desafiador e quero agradecer a todos os envolvidos por entregar o projeto com excelentes resultados de SMS”. Em linha com a estratégia de baixo carbono da Equinor, foram tomadas medidas para reduzir as emissões de CO2 do campo de Peregrino. Ao mudar de diesel para gás para geração de

energia em Peregrino C, a fase 2 evitará 100.000 toneladas de emissões de CO2 do campo de Peregrino por ano. Isso também reduzirá custos e simplificará a logística na fase operacional.

A nova plataforma também está equipada com as mais recentes ferramentas digitais, como um modelo 3D de toda a plataforma que os operadores podem usar em um iPad em campo. Isso melhora a cooperação offshore e entre a plataforma e a equipe de suporte operacional onshore no Rio de Janeiro. Al Cook, vice-presidente executivo da Equinor para Exploração e Produção Internacional,

disse: “O start-up da Peregrino Fase 2 é um marco importante na estratégia de crescimento da Equinor no Brasil. Este projeto mostra como podemos trazer novos recursos valiosos para a produção ao mesmo tempo que investimos em tecnologia para reduzir as emissões de carbono. Estou orgulhoso de que Peregrino Fase 2 aumentará a produção de campo para 110.000 barris por dia no platô, reduzindo pela metade nossa intensidade de emissões.”

Cook deixará a Equinor no próximo ano após sua nomeação como CEO de uma empresa de diamantes.

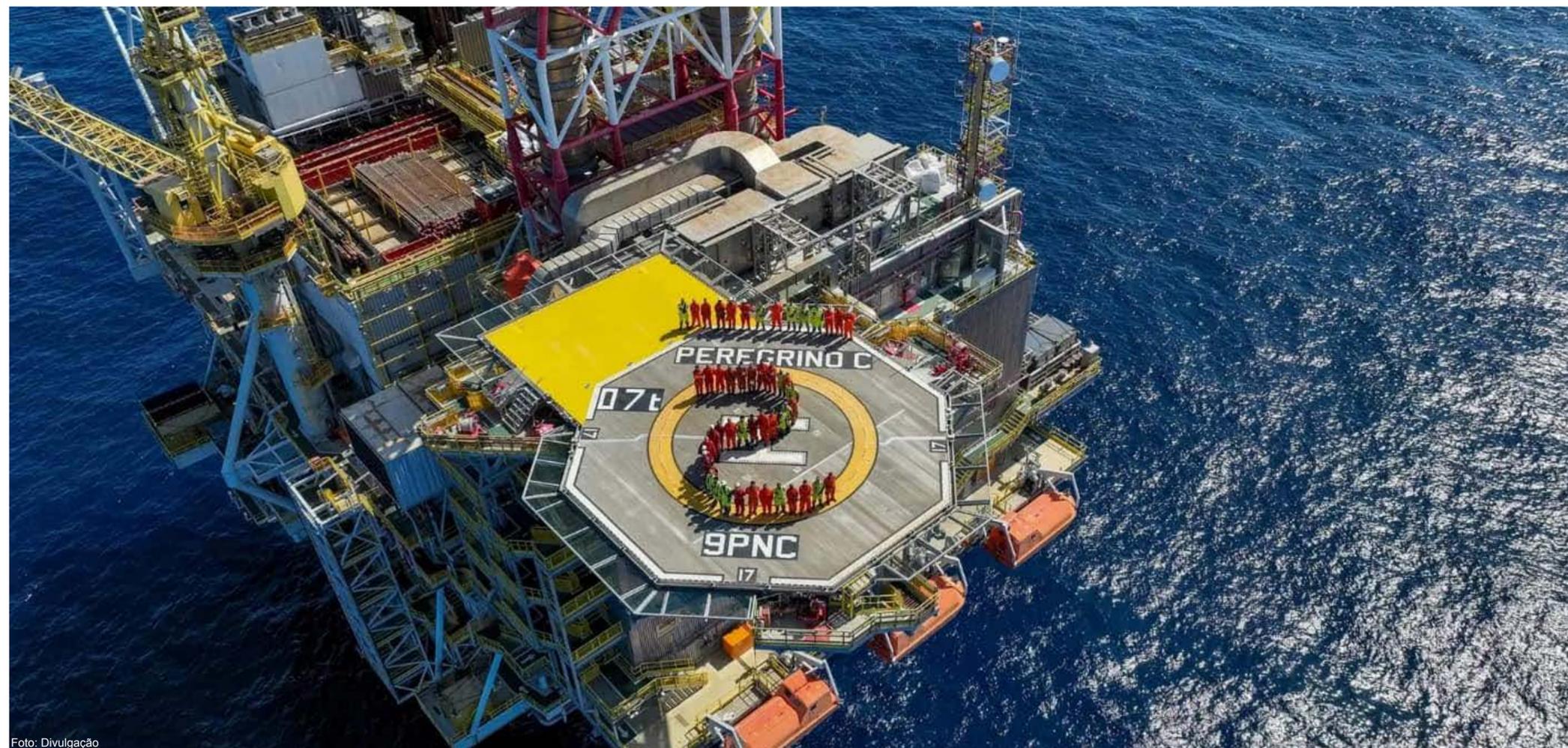


Foto: Divulgação

Petrobras escolhe fornecedor de software de engenharia de poços e submarinos

A Radix fechou um contrato com a Petrobras para desenvolver e manter software científico focado em engenharia de poços e engenharia submarina.

Sob o contrato de aproximadamente US\$ 9,5 milhões, a Radix desenvolverá software para dois lotes de poços submarinos e um lote de poços. A parceria terá duração de três anos, com opções de extensão por mais dois anos. A empresa será responsável por desenvolver novos sistemas, melhorar os existentes e apoiar aqueles que a Petrobras está usando atualmente para engenharia de poços e engenharia submarina. Diz-se que o esforço inclui várias tecnologias de software, linguagens e estruturas.

Segundo Radix, o contrato vai gerar 50 novos empregos.

“O crescimento dos investimentos na área também exige uma governança mais robusta e próxima da execução, principalmente pelo número de empresas envolvidas nessas operações. Espera-se que os serviços da Radix contribuam para aumentar a governança de processos, eficiência das atividades, assertividade das decisões técnicas e continuidade das operações”, disse Carlos Loyola, gerente geral de Upstream da Radix.

Em relação às suas atividades recentes, a Petrobras concluiu a venda de toda a sua participação na produção de campos de águas rasas na Bacia do Espírito Santo, offshore no Brasil, em agosto. Pouco depois, a gigante estatal brasileira de petróleo e gás iniciou o processo de venda de participação parcial nos ativos exploratórios da Bacia Potiguar, incluindo as concessões exploratórias BM-POT-17 – Blocos POT-M-853 e POT-M -855 – e a concessão POT-M-762_R15 – Bloco POT-M-762. Por outro lado, a Petrobras decidiu recentemente encerrar o processo de desinvestimento para a venda da concessão de Albacora para a PRIO, antiga PetroRio.

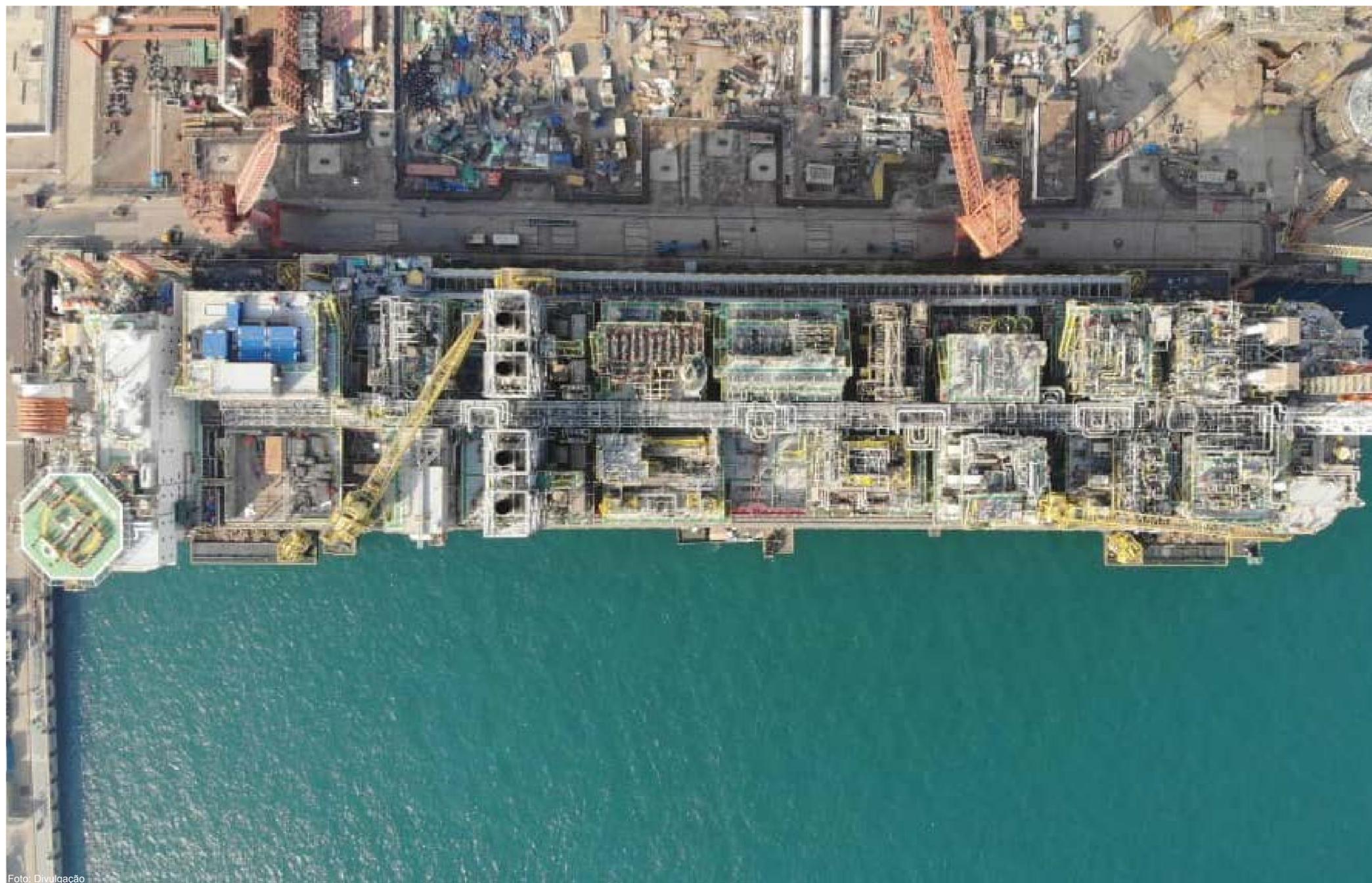


Foto: Divulgação

Revista digital Oil & Gas Brasil

ANUNCIE CONOSCO!!!

Próxima edição: nº 35 - Dezembro

Entrega de material: 07/12

Circulação: 12/12