

Revista digital Oil & Gas Brasil

Ano 2023 . Edição 36 . nº 036

- * **P-71 inicia produção**
- * **DNV emitiu recertificação do FPSO Petrojarl I**
- * **Actemium assina contrato com a Petrobras em Macaé**
- * **PGS assina contrato com a Petrobras**
- * **Shearwater fecha dois contratos com a Petrobras**

A grande partilha



Entrevista exclusiva



Fernanda Delgado,
*diretora executiva corporativa do
Instituto Brasileiro de Petróleo e
Gás (IBP)*

**2023 será um ano
desafiador**

Petrobras inicia processo de contratação de plataformas P-84 e P-85



Sumário

4 matéria de capa

22 artigo I

11 entrevista exclusiva

30 petróleo e gás

Seções:

02 sumário

03 editorial

07 petróleo e gás

09 petróleo e gás

14 petróleo e gás

18 petróleo e gás

20 petróleo e gás

25 petróleo e gás

26 petróleo e gás

27 petróleo e gás

28 petróleo e gás

29 petróleo e gás

30 petróleo e gás

31 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

Petrobras 2023, como será?

O ano de 2023 começa com muitas tensões no segmento de petróleo e gás, pois o novo governo que assumiu em 1º de janeiro, já disse que não vai dar continuidade ao projeto do anterior em privatizar a Petrobras.

Tudo indica que Jean Paul Prates será o novo presidente da companhia. O político tem mais de 30 anos de trabalho nos setores energético e participou do grupo técnico de Minas e Energia do governo de transição e indicou que “Interinamente”, a posse como presidente da Petrobras poderia ocorrer já na semana que vem ou na seguinte. Prates nasceu em 1968 no Rio de Janeiro. É formado em Direito pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ) e em economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Possui mestrado em gestão ambiental pela Universidade da Pensilvânia (EUA) e em economia da energia, pela Escola Superior de Petróleo, Energia e Motores da França.

Sobre a política de preços praticados pela empresa, a ordem será: “manda quem pode, obedece quem tem juízo”. Prates tem deixado claro que quem decide o cálculo-base para o petróleo no Brasil é o governo federal. Portanto, ficará a cargo de Lula e de seus ministros da área econômica e energética definirem uma nova metodologia. Enquanto candidato à Presidência, Lula admitiu diversas vezes que não manterá o preço do combustível atrelado ao dólar, como é hoje. “Nós não vamos manter o preço dolarizado”, afirmou Lula. “Eu não posso enriquecer um acionista americano e empobrecer a dona de casa que vai comprar um quilo de feijão e paga mais caro por causa do preço da gasolina.” Prates também defende um maior monitoramento dos preços por parte da Agência Nacional do Petróleo, a ANP.

boa leitura!

A editora



Foto: Divulgação

A grande partilha

O setor de óleo e gás vem gerando receitas recordes para país em royalties, participações especiais e comercialização do petróleo e gás do regime de partilha

Por Julia Vaz



Foto: Shell Brasil - Divulgação

As atividades de exploração e produção de óleo e gás vêm gerando, além dos investimentos locais, empregos (diretos e indiretos), tributos, aquisição de bens e serviços e, conseqüentemente, desenvolvimento da cadeia produtiva, entre outros, uma ‘gorda’ receita para União, estados e Municípios.

As arrecadações em royalties e participações especiais em 2022 ficaram em torno de R\$ 110 bilhões, de acordo com dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) – <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes>.

Compensação financeira ‘devida à União, aos Estados, ao DF e aos Municípios beneficiários pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no território brasileiro, como uma espécie de “remuneração à sociedade pela exploração desses recursos não renováveis”, os royalties saltaram de R\$ 22,8 bilhões em 2020 para R\$ 37,8 bilhões em 2021, alcançando em torno de R\$ 60 bilhões em 2022. Ou seja, quase que triplicaram em dois anos.

As participações especiais, ‘compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural para campos de grande volume de produção (menos de 20 campos), em 2022 somaram algo em torno de R\$ 54 bilhões (estimativas da ANP - <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNG-I4MmUwNmItMTEzNi00ODQ0LWlxOGUtYTg3ZjkzNjk3OWM0liwid-CI6ljQ0OTImNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkx-MyJ9>). Um volume que é mais do que o dobro dos menos de R\$ 20 bilhões arrecadados em 2021, e 30 % a mais do que os R\$ 42,8 bilhões arrecadados em 2021.

Expectativas em alta

As estimativas da ANP é de que, até 2026, os royalties alcancem a marca de R\$90 bilhões, enquanto que as participações especiais devem apresentar uma queda de 20%, ficando em torno de R\$ 42,6 bilhões. A Agência explica que as estimativas “são realizadas a partir das variáveis: volumes de produção dos poços e campos declarados pelas empresas, receita líquida (receita após deduções de gastos autorizadas em lei) apurada pelas empresas para os campos, preços de referência do petróleo e do gás natural, taxas de câmbio e alíquotas progressivas (que variam de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o respectivo

volume). Em função das incertezas inerentes a essas variáveis, não há qualquer garantia de efetivação das estimativas ao longo do período simulado”.

[Acesse o Painel Dinâmico de Estimativas de Royalties e Participações Especiais](#)

Os Estados e Municípios que são impactados pelas atividades de exploração e produção de petróleo ficam com mais de dois terços do total, ficando ainda a União com uma parcela significativa (R\$22,8 bilhões dos R\$60 arrecadados em 2022), distribuída entre Fundo Especial do Petróleo (FEP), Marinha, Ministério de Ciências, Tecnologia e Inovação, Fundo Social e Educação e Saúde – estes dois ficaram com R\$ 15,8 bilhões).

Regime de partilha

Quando foi criado o regime de partilha para a licitação dos blocos do pré-sal, os quais continuam surpreendendo a todos indústria, reguladores e Governo – por sua alta produtividade, a União passou a ter uma outra arrecadação. Desta feita, por meio da Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA), empresa vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), responsável pela comercialização da parcela de petróleo e gás natural da União nos contratos de partilha de produção.

Desde que foi criada, em 2013, a PPSA arrecadou para o Tesouro Nacional um total de R\$ 8,63 bilhões, dos quais R\$ 7,33 bilhões com a atividade de comercialização do petróleo e gás e R\$ 1,3 bilhão com equalização de gastos e volumes realizada pela companhia em áreas onde a União tem participação nos

matéria de capa (continuação)

Acordos de Individualização da Produção (AIPs).

Mais da metade desse total foi arrecadado em 2022 - R\$ 4,71 bilhões, quase quatro vezes o valor arrecadado em 2021 (R\$ 1,22 bilhão). “O resultado é reflexo do aumento da produção nos contratos de partilha de produção e da conjuntura do mercado internacional de preços de petróleo”, pontua Eduardo Gerk, diretor-presidente da PPSA.

“Em 2021, comercializamos 3,5 milhões de barris de petróleo da União, enquanto, em 2022, saltamos para quase 11 milhões de barris. Nossos estudos demonstram que o crescimento continuará acelerado. Hoje, a média diária de petróleo da União é de 40 mil barris. Em cinco anos será de 450 mil barris e em dez anos de quase 900 mil. Tivemos um excelente resultado no leilão realizado em 2021 para comercializar cargas da União e estamos colhendo os resultados. Nosso próximo passo será a realização de um novo leilão de grande porte em 2024, para a comercialização de cargas futuras da União”, acrescentou o executivo.

Alta produtividade

As expectativas de aumento da arrecadação estão fundamentadas majoritariamente na alta produtividade dos campos do pré-sal, como o de Mero, terceiro maior campo do Brasil em volume de óleo in place (atrás apenas de Tupi e Búzios), todos na bacia de Santos.

A alta produtividade desse campo já vinha sendo demonstrada pelo FPSO Pioneiro de Libra, que opera o Sistema de Produção Antecipada (SPA 2) de Mero, produzindo atualmente 50 mil bpd (mas já bateu recorde de mais de 60 mil barris). Realizado por um sistema flutuante de produção, armazenamento e transferência de petróleo (FPSO, da sigla em inglês), o SPA 2 auxilia na avaliação do comportamento da produção do campo.

A comprovação definitiva dessa alta produtividade veio agora em janeiro com o FPSO Guanabara, a primeira das quatro unidades definitivas programadas para Mero, cada uma com capacidade de produzir até 180 mil bpd de petróleo. Em oito meses de operação alcançou sua capacidade máxima de produção, com quatro poços produtores e três injetores de gás.

De acordo com a Petrobras, “esse desempenho é resultado da alta produtividade por poço, da aceleração da curva de aprendizado e da utilização de tecnologias de última geração no campo - como a chamada configuração em loop para os poços injetores de água e gás e a separação de dióxido de carbono (CO2) por membranas”. A petroleira é a operadora com 38,6% de participação no campo, em consórcio com a Shell Brasil (19,3%), TotalEnergies EP Brasil (19,3%), CNODC Brasil (9,65%), CNOOC Petroleum Brasil (9,65%) e a PPSA (3,5%), como representante da União na área.

O FPSO Guanabara abriga um dos mais robustos programas de Captura, Uso e Armazenamento Geológico de CO2 (CCUS), uma vez que o campo de Mero tem um teor de 45% desse gás, possibilitando a redução das emissões de CO2. O campo amém vai testar tecnologia inédita de separação submarina batizada de HISEP® (High Pressure Separation), que possibilitará separar, ainda no leito marinho, o gás produzido rico em CO2, para sua reinjeção no reservatório. O campo, que produz atualmente, 230 mil barris dia, deverá ganhar uma segunda plataforma definitiva ainda este ano: o FPSO Sepetiba. Até 2025, o consórcio pretende colocar em operação outras duas unidades no campo, para alcançar uma capacidade de produção de 770 mil bpd.

Nos últimos dois anos, foram feitas notificações de descobertas no pré-sal das bacias de Santos, Campos e Espírito Santo – na qual a Petrobras perfurou o poço exploratório de petróleo mais profundo do país, com cerca de 7.700 metros. O poço pioneiro do bloco ES-M-669, no pré-sal da bacia do Espírito Santo, fica a 145 km da costa, em locação conhecida como Monai, figura mitológica da cultura Guarani. O projeto bateu outro recorde: o de maior camada

de sal já perfurada no País, com aproximadamente 4.850 metros. Além da Petrobras, também notificaram descobertas a Total Energies (Campos) e a ExxonMobil (Santos).

POÇO ANP	BLOCO	BACIA	ESTADO	AMBIENTE	OPERADOR	INÍCIO DA PERFURAÇÃO	CONCLUSÃO DO POÇO	NOTIFICAÇÃO DE DESCOBERTA ?	DATA DA NOTIFICAÇÃO DE DESCOBERTA
1-TOT-2-RJS	C-M-541	Campos	RJ	MAR	TotalEnergies EP	31/12/2021	01/08/2022	Sim	11/05/2022
1-BRSA-1382D-RJS	BLC_3MARIA	Santos	RJ	MAR	Petrobras	01/10/2021	07/03/2022	Sim	03/03/2022
1-BRSA-1381-SPS	ARAM	Santos	SP	MAR	Petrobras	24/08/2021	08/01/2022	Sim	19/11/2021
1-EMEB-2-RJS	TITA	Santos	RJ	MAR	ExxonMobil Brasil	15/08/2021	08/11/2021	Sim	04/11/2021
1-BRSA-1380D-RJS	C-M-346	Campos	RJ	MAR	Petrobras	22/05/2021	27/08/2021	Sim	12/08/2021
1-BRSA-1379D-ESS	ES-M-669	Espírito Santo	ES	MAR	Petrobras	06/04/2021	16/08/2021	Sim	28/07/2021

Contudo, além do pré-sal, também alimentam as expectativas a revitalização de um gigante da bacia de Campos, o campo de Marlim, que vai ganhar dois novos FPSOs, bem como novas fronteiras, como as águas ultraprofundas da bacia de Sergipe-Alagoas (SEAL). A Petrobras já declarou a comercialidade de quatro campos nessa bacia: Budião Sudeste, Palombeta, Agulhinha e Agulhinha Oeste.

CÓDIGO DO PAD	BLOCO	BACIA	OPERADOR	RODADA	DATA DECLARAÇÃO COMERCIALIDADE	CAMPO/ÁREA DE DESENVOLVIMENTO
PA-1BRSA1088SES-SEAL-M-499	BM-SEAL-4 SEAI-M-424 SEAL-M-499	Sergipe	Petrobras	BID2 BID6	30/12/2021	BUDIÃO SUDESTE
PA-1BRSA1108SES-SEAL-M-424	SEAL-M-347 SEAL-M-424 SEAL-M-426	Sergipe	Petrobras	BID6	30/12/2021	PALOMBETA
PA-1BRSA851SES-SEAL-M-426	SEAL-M-347 SEAL-M-349 SEAL-M-424 SEAL-M-426	Sergipe	Petrobras	BID6	30/12/2021	AGULHINHA
PA-1BRSA851SES-SEAL-M-426	SEAL-M-347 SEAL-M-349 SEAL-M-424 SEAL-M-426	Sergipe	Petrobras	BID6	30/12/2021	AGULHINHA OESTE
PA-1ENV26MA-PN-T-102A	PN-T-102A	Parnaíba	Eneva	OP1_BE	30/12/2021	PA-1ENV26MA-PN-T-102A
PA-1API1ESS-BM-C-30	C-M-101	Campos	Petro Rio Jaguar	BID6	22/12/2021	WAHOO
PA-1AIV58A_1AIV7D8A-REC-T-197	REC-T-197	Recôncavo	Alvopetro	BID9	08/11/2021	MURUCUTUTU SUI
PA-1GPK4DBA_REC-T-128	REC-T-128	Recôncavo	Slim Drilling	BID13	13/09/2021	TIPIBA
PA-1ALV6DBA_REC-T-183	REC-T-183	Recôncavo	Alvopetro	BID9	19/04/2021	MURUCUTUTU
PA-1ENV15MA-PN-T-102A	PN-T-102A	Parnaíba	Eneva	OP1_BE	26/02/2021	GAVIÃO BELO
PA-1BGM1ES_EST-T-476	ES-T-476	Espírito Santo	BGM	BID14	29/11/2020	SUINDARA
PA-1IMET13DRN_1IMET23RN-POT-T-569	POT-T-569	Potiguar	Níon Energia	BID11	13/04/2020	CAMPAINHA AZUL
PA-1IMET26ABA_REC-T-212	REC-T-212	Recôncavo	Imetame	BID13	21/02/2020	CARDEAL DO NORDESTE LESTE

A PPSA já anunciou para 2024 um novo leilão de grande porte, “para a comercialização de cargas futuras da União”. Ou seja, quer aumentar ainda mais sua fatia nessa ‘grande partilha’, que nem sempre vem se materializando em benefícios efetivos para a população. Uma expectativa que deve ser ‘revisada’ sob o novo Governo.



ARBJ
ENGENHARIA

Projetos

Estruturas Metálicas

Engenharia

**Gerenciamento
de Obras**

Construção



acesse nosso site:
www.arbjengenharia.com.br

Petrobras testa bunker com conteúdo renovável em navio da Transpetro

Teste vai avaliar o uso de novo combustível com menor pegada de carbono



A Petrobras realizou, o primeiro abastecimento de bunker com conteúdo renovável no país. No Terminal de Rio Grande (Terig), no Rio Grande do Sul, a embarcação Darcy Ribeiro, da Transpetro, foi abastecida com o novo combustível com menor pegada de carbono, uma mistura de 90 % em volume de bunker de origem mineral e 10 % em volume de biodiesel.

O objetivo do teste é avaliar o uso do bunker com conteúdo renovável durante dois meses e os desafios logísticos associados ao uso do produto.

A fração renovável do novo combustível tem o potencial de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em relação ao bunker, quando considerado o ciclo de vida completo. O percentual estimado de redução de emissões de CO₂

equivalente dessa mistura é de cerca de 7 %.

Testes em laboratório confirmam viabilidade da mistura

Na primeira etapa do projeto, durante os testes realizados no laboratório do Centro de Pesquisa e Desenvolvimento da Petrobras (Cenpes), não foram observados impactos no atendimento às principais propriedades da especificação do bunker.

As avaliações da qualidade de queima e da estabilidade da mistura indicaram a aprovação para o teste de campo em embarcação marítima. Existe a expectativa de que a operação do navio confirme os resultados laboratoriais e transcorra sem intercorrências no desempenho dos motores, nos filtros e nos sistemas de purificação do combustível.

IMO tem metas arrojadas para o setor

A IMO (International Maritime Organization), agência da ONU responsável pelas medidas de melhoria da segurança no transporte marítimo internacional e pela prevenção da poluição de navios, tem a meta de reduzir, até 2050, as emissões absolutas de gases do efeito estufa do setor em, pelo menos, 50 % (em relação a 2008).

Entre as principais medidas que podem ser adotadas está o uso de combustíveis marítimos com mistura de componentes renováveis, que é uma das soluções em desenvolvimento pela Petrobras.

A partir de janeiro, entrará em vigor a iniciativa IMO 2023, programa que visa estimular a melhoria da eficiência dos navios e a adoção de combustíveis com baixa emissão de carbono. “Com o selo IMO 2023, embarcações passarão a ser classificadas conforme o nível de eficiência energética e a Transpetro vem investindo em diversas

soluções nos últimos anos, com foco em levar nossa frota aos melhores patamares de eficiência”, afirma o diretor de Engenharia e Tecnologia Marítima e Terrestre da Transpetro, Jair Toledo.

“Para atender a esse indicador, investimos em diversas melhorias. A instalação de apêndices de propulsor e de casco nas embarcações da nossa frota, as ações de otimização operacional entre outras, permitiram a redução de 7 % nas emissões de 2022, comparado a 2021, sendo importante comprovação dos avanços realizados em nossa jornada de evolução de eficiência energética”, revela.

No setor marítimo, dependendo do percentual de biodiesel misturado ao combustível, são necessárias poucas ou até mesmo nenhuma adaptação nas embarcações, o que facilita a adoção deste novo produto. Com o teste de campo, a Petrobras dará mais um passo visando contribuir para a comercialização de combustíveis com menor impacto ao meio ambiente.

Investimento em projetos de baixo carbono

A Petrobras vai investir US\$ 4,4 bilhões em projetos com foco na transição energética direcionados a iniciativas em baixo carbono, de acordo com o novo Plano Estratégico para o período de 2023 a 2027. “Estamos trabalhando uma nova geração de produtos e combustíveis mais eficientes e com menores emissões de gases de efeito estufa, em sintonia com as demandas da sociedade.

O desenvolvimento do bunker com conteúdo renovável é um exemplo do nosso comprometimento com a transição para um futuro de baixo carbono”, afirma o gerente executivo de Comercialização no Mercado Interno, Sandro Barreto.

Shearwater fecha dois contratos com a Petrobras

A Shearwater GeoServices ganhou dois contratos com a Petrobras para pesquisas sísmicas 4D, que juntas adicionam oito meses à carteira de pedidos da empresa.

A Shearwater GeoServices fornecerá pesquisas sísmicas 4D para os campos de Jubarte e Tartaruga Verde na Bacia de Campos offshore no Brasil. O primeiro contrato é para um segundo levantamento de monitor 4D nos campos de Jubarte (Jubarte) e Baleia Anã, com início previsto para o terceiro trimestre de 2023.

O segundo contrato abrange a aquisição de um levantamento 4D de linha de base de alta resolução, juntamente com medições gravitacionais e magnéticas, sobre o campo Tartaruga Verde (Green Turtle).

A pesquisa está prevista para começar no início de 2024.

No início deste ano, a Petrobras revelou sua intenção de investir US\$ 16 bilhões no projeto de revitalização da Bacia de Campos, planejando instalar três novos FPSOs e interligar mais de 100 poços nos próximos cinco anos.

“A Shearwater tem um forte histórico no Brasil e um relacionamento bem estabelecido com a Petrobras. Estamos ansiosos para aplicar nossos recursos de levantamento geofísico de lapso de tempo líderes mundiais a esses grandes projetos”, disse Irene Waage Basili, CEO da Shearwater.

A colaboração mais recente entre a Shearwater GeoServices e a Petrobras diz respeito ao Projeto Grand Iara offshore no Brasil.

Ou seja, em outubro, a Shearwater anunciou que havia fechado um contrato para entregar um grande nó de fundo oceânico (OBN) em águas profundas sobre o projeto operado pela Petrobras, que inclui o Berbigão, Sururu e o Reservatório Compartilhado de Atapu na Bacia de Santos.



Petrobras e CNOOC fecham mais um acordo para o campo de Búzios

A Petrobras assinou o contrato do Sistema Integrado de Processamento de Gás Natural (SIP) com a CNOOC Petroleum Brasil e, juntamente com parceiros, concluiu o processo de adesão da CNOOC aos contratos vigentes do Sistema Integrado de Escoamento de Gás Natural (SIE-BS) da Bacia de Santos.

Com esses contratos, a CNOOC poderá escoar o gás natural proveniente do campo de Búzios, localizado no pré-sal da Bacia de Santos, por qualquer uma das rotas de exportação do SIE-BS e processá-lo em usinas de propriedade da Petrobras, possibilitando à CNOOC abastecer diretamente o mercado de gás natural.

O acordo começou a partir de 1º de janeiro de 2023.

A Petrobras disse que este é mais um passo que deu na construção de um mercado de gás natural aberto, competitivo e sustentável e faz parte do conjunto de compromissos assumidos no Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) em julho de 2019.

O SIE-BS é composto pelas Rotas 1, 2 e 3 para o escoamento do Cluster pré-sal da Bacia de Santos, e o SIP inclui as usinas de processamento conectadas ao SIE-BS, de propriedade da Petrobras, localizadas em Caraguatatuba, São Paulo, Cabiúnas, e Itaboraí, em construção, ambas no Rio de Janeiro.

Em setembro de 2021, foi anunciado que a CNOOC havia demonstrado interesse em comprar uma participação adicional no campo de Búzios. A gigante chinesa manifestou este interesse na sequência da ativação de uma opção de compra de 5 por cento adicionais no Contrato de Partilha de Produção (PSC) para o Excedente da Cessão Onerosa.

A Petrobras recebeu recentemente quase US\$ 2 bilhões da CNOOC pela aquisição de uma participação adicional no campo.

Recentemente, a Petrobras vem fechando contratos para atividades para construir o FPSO P-82 para operações no campo. Isso ocorreu uma semana após a assinatura do contrato com o um contrato com a Sembcorp Marine Rigs & Floaters de Cingapura Estaleiro Keppel para a construção do FPSO P-83.



Foto: Divulgação

PGS assina contrato com a Petrobras

A Petrobras concedeu à empresa sísmica norueguesa PGS um contrato de produção 4D no campo de Barracuda-Caratinga, na bacia de Campos, no litoral do Brasil.

O Ramform Victory provavelmente será equipado para adquirir a pesquisa Barracuda-Caratinga 4D, apoiada pela PGS Apollo como uma embarcação de origem, disse a empresa norueguesa. A mobilização está programada para começar no segundo trimestre de 2023, com a conclusão da aquisição prevista para o início de 2024.

De acordo com a PGS, o custo de mobilização do Ramform Victory é considerado parte do projeto e nenhuma decisão é tomada com relação à operação da embarcação após a conclusão do projeto.

“Estamos muito satisfeitos com a adjudicação do contrato 4D da Petrobras no campo de Barracuda-Caratinga. A PGS adquiriu várias pesquisas 4D offshore no Brasil e ganhou experiência operacional significativa na região”, disse o presidente e CEO da PGS, Rune Olav Pedersen.

“Nossa visibilidade para 2023 está melhorando com o aumento das taxas. Para otimizar os recursos de nossas embarcações durante a temporada de verão do próximo ano, provavelmente usaremos o Ramform Victory para adquirir o levantamento Barracuda-Caratinga 4D.”

Na mesma época do ano passado, a PGS anunciou que estava iniciando uma pesquisa de aquisição 4D para a Petrobras na Bacia de Campos. As atividades aconteceram nos campos de Roncador e Albacora Leste no segundo trimestre de 2022. No início deste ano, a Petrobras revelou sua intenção de investir US\$ 16 bilhões no projeto de revitalização da Bacia de Campos, planejando instalar três novos FPSOs e interligar mais de 100 poços nos próximos cinco anos.

A empresa também pretende investir US\$ 5,5 bilhões em atividades de extração de petróleo e gás, na esperança de desbloquear novas descobertas no Brasil.

A gigante estatal brasileira concluiu em julho a perfuração de um poço pioneiro localizado no pré-sal da Bacia de Campos, após encontrar uma acumulação de petróleo.



Foto: Divulgação

2023 será um ano desafiador

Entrevista Fernanda Delgado, diretora executiva corporativa do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP)

Por Julia Vaz



Foto: Divulgação

Empenhada em trabalhar pela diversidade e Inclusão no setor de óleo e gás, entre outras pautas prioritárias, a **diretora executiva corporativa do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP)**, Fernanda Delgado está pronta para mais um ano de desafios.

“Com a pauta ESG, vamos dar mais visibilidade a essas ações, ao que é necessário ser feito”, salienta a executiva.

Doutora em Planejamento Energético pela Coppe/UFRJ, com mestrado em Tecnologia da Informação e dois livros publicados sobre a geopolítica do petróleo, Fernanda Delgado participou da 27ª Conferência do Clima da Organização das Nações Unidas (COP27), no final do ano, passado, na qual a indústria de óleo e gás buscou se posicionar frente ao novo cenário mundial, em busca da descarbonização.

“A segurança energética e a transição

energética passam a ser discutidas muito conjuntamente e os combustíveis fósseis ganham essa relevância nessa discussão”, pontua Fernanda Delgado.

Oil & Gas Brasil: *O IBP saudou o novo titular do Ministério de Minas e Energia (MME) e a indicação de Jean Paul Prates para comandar a Petrobras. Como um importante stakeholder como principal porta voz da indústria de óleo e gás, qual a expectativa em relação a atuação do MME em um governo que tem uma visão muito diferente do anterior?*

Fernanda Delgado: O IBP dialoga com todos os governos sempre buscando contribuir com propostas, ideias, projetos para a evolução da indústria. Saudamos o novo governo eleito e nos colocamos à disposição para ajudar com toda a expertise e o corpo técnico da indústria de óleo e gás para o desenvolvimento do setor.

Oil & Gas Brasil: *O IBP realizou em 2022 a primeira Rio Oil & Gas (ROG) presencial desde a pandemia, e no centro da cidade, registrando recorde de público e de área ocupada: 58 mil participantes, 52 mil m² de área de exposição, mais de 400 expositores, nove pavilhões internacionais, 266 horas de conteúdo presencial e 450 horas de conteúdo online.*

entrevista exclusiva (continuação)

Qual o balanço que você faz desse primeiro evento sob uma nova direção no IBP? O que apontaria como os principais highlights?

Fernanda Delgado: A Rio Oil & Gas 2022 foi um divisor de águas em termos de eventos de energia para o Brasil e para a cidade do Rio. Teve um impacto grande em se reconhecer o Rio de Janeiro como a capital da energia, uma cidade para se fazer negócios, como um reencontro da indústria.

Ao mesmo tempo foi um evento muito rejuvenescido, que conectou toda a cidade. Tivemos a preocupação do olhar da diversidade.

A nova localização do evento foi pensada também nesse contexto, as ativações e as conexões com os grupos da sociedade foram para ter um olhar mais atento, de inclusão e pensar no futuro, de atrair o jovem. Foi muito gratificante ver as pessoas circulando com muita segurança na região, os hotéis com grande ocupação, os negócios sendo realizados.

Marcou o Rio como a capital dos negócios de energia. Os executivos tiveram essa visão do Rio. Marcou também uma repercussão importante tanto do Rio quanto do IBP e da ROG para o público externo. A mídia internacional deu destaque à programação, tivemos muitos elogios ao evento, à integração com a cidade e isso foi muito positivo.

Oil & Gas Brasil: *Crítica como você é, o que foi bom e ainda pode ser melhorado, para ser excelente?*

Fernanda Delgado: Toda inovação requer ajustes. Temos uma série de lições aprendidas de infraestrutura, acessibilidade, que precisamos trabalhar para 2024.

Temos uma equipe dedicada nisso e tenho certeza de que a ROG de 2024 vai ser ainda melhor que a edição de 2022.

Oil & Gas Brasil: *Em dezembro vocês anunciaram a programação de 2023, tendo, além da Rio Pipeline 2023 (8 a 10/08) e a OTC Brasil 2023 (24 a 26/10), a 20ª edição do Seminário de Gás Natural (10 e 11 de maio). Quais os principais pontos que vc considera que devem ser destaque no atual cenário, dada a evolução do chamado novo mercado de gás?*

Fernanda Delgado: O seminário de gás é o primeiro evento que teremos em maio. Esta já é a vigésima edição de um seminário muito tradicional do IBP para reunir os stakeholders da cadeia do gás. É uma pauta importante que vem do novo governo para discutir o gás como vetor do desenvolvimento econômico, como o combustível da transição.

Esse será um evento para falar da abertura do mercado, da expansão do setor de transporte, o gás na indústria de fertilizantes, a interface do gás na geração elétrica, falaremos de produção onshore, GNL, segurança energética, estocagem de gás e, lógico, o gás e a transição energética. Esses são os pontos principais para serem debatidos nesse cenário em relação ao futuro desse segmento.

Oil & Gas Brasil: *Um evento inédito foi programado para este ano, a primeira edição do ESG Energy Forum (20 e 22 de junho), como desdobramento da Arena ESG, uma das novidades da Rio Oil & Gas 2022. Quais temas ou pontos foram levantados ou surgiram na ROG e que devem ser aprofundados nesse evento?*

Fernanda Delgado: A ideia desse evento surge do sucesso da Arena ESG. É uma pauta que está muito aquecida e é uma discussão cultural nas empresas hoje. É também uma pauta que vem muito importante para o novo governo que quer falar de Meio Ambiente, de sociedade, de governança.

É um evento de reputação que tem essa perspectiva de pautas positivas, de expor o que a indústria tem de bom e de diverso.

Queremos entender como as empresas estão fazendo, que elas exponham os seus cases, falar de diversidade, questões ambientais, de protocolos de segurança.

Queremos mostrar que ESG é um tema proativo, que vai além do que é exigido por lei, mostrar a visão dos investidores, da matriz energética brasileira para além da transição energética.

Falar também de transformação digital e toda sua influência, o que isso tem relação com as comunidades, como impacta nas cidades. São temas que serão aprofundados no âmbito das corporações e queremos criar esse espaço de discussão e trazer o que o IBP oferece aos seus associados. Nós temos a comissão de ESG, de Diversidade, de Jovens, uma série de projetos e esse fórum será um corolário de todas as discussões para mostrar tudo que o IBP tem debatido e pode colocar à disposição da indústria. Para além disso, nós teremos também o teaser do HUB de inovação que começa já a funcionar, que atrai o jovem, o diverso, o proativo para indústria de energia. Tudo isso estará no ESG Energy Forum.

Oil & Gas Brasil: *Teremos ainda a Rio Pipeline 2023 (8 a 10/08), com o lema “Conhecimento e energia para um novo mercado”, e a OTC Brasil 2023 (24 a 26/10) programa técnico contempla temas como Captura de Carbono, Utilização e Armazenamento, desenvolvimento do pré-sal, automação, descomissionamento, transformação digital, tecnologias digitais, gestão de dados, transição energética, energia renovável e sustentabilidade...*

Fernanda Delgado: Esses são eventos mais técnicos dentro da nossa pauta, eventos de negócio para aproveitar a entrada de novos players, a conexão com os novos interlocutores do governo, esse novo início de relacionamento. A nossa percepção é que esses fóruns e a reverberação das discussões são muito transformadoras para a sociedade e para a forma de fazer negócio e são esses ambientes que queremos criar. Colocar todo mundo junto para discutir: os novos players, o governo e todos os

entrevista exclusiva (continuação)

interlocutores, inclusive dando voz a sociedade para discutir política pública, temas de interesse e transformadores para a sociedade.

Oil & Gas Brasil: *Você participou da COP 27, pela primeira vez como representante do IBP. Qual a sua percepção sobre a participação do setor de óleo e gás nessa conferência, uma vez que a indústria é apontada como uma das principais responsáveis pelas mudanças climáticas e vista de forma negativa na exploração de recursos não renováveis? Como a indústria vem conseguindo mudar essa imagem e se apresentar como um dos protagonistas da transição energética?*

Fernanda Delgado: O objetivo da edição da Conferência das Partes no Egito era conseguir um aumento do compromisso dos Estados para implementar as medidas de combate às mudanças climáticas e estabelecer os mecanismos para cumprir os acordos e as decisões que já tinham sido tratadas em outras conferências e estabelecidas no pacto climático de Glasgow.

Os resultados não foram todos alcançados como esperado, mas em relação à indústria de combustíveis fósseis, o principal destaque foi a inclusão do gás natural entre as fontes de energia de menor intensidade de carbono para atingir as metas de descarbonização dos Estados.

Durante a COP tivemos acontecimentos relevantes para tratar o gás natural de forma positiva como um anúncio da China sobre o lançamento de um novo plano para reduzir as emissões de metano do setor de energia, de agricultura e de resíduos.

Tivemos também a declaração dos importadores e exportadores de energia sobre a redução de emissões de gases de efeito estufa de combustíveis fósseis que foi impulsionado por Estados Unidos, Japão, Canadá, Noruega,

Cingapura e Reino Unido. É uma declaração voluntária em que esses Estados reconhecem a urgência da descarbonização. Tudo isso tem forte referência a dependência dos combustíveis fósseis declarada pela crise energética em razão das tensões entre a Rússia e o Ocidente.

Então, os combustíveis fósseis são vistos de uma forma diferente. É uma narrativa diferente porque os gases são associados à produção e ao consumo de energia fóssil, mas ao mesmo tempo passa-se a entender que não há uma desvinculação da produção e do consumo da energia fóssil por causa dessas tensões. Então, a segurança energética e a transição energética passam a ser discutidas muito conjuntamente e os combustíveis fósseis ganham essa relevância.

Oil & Gas Brasil: *Como o Brasil vem se posicionando, nesse sentido, no cenário global?*

Fernanda Delgado: O Brasil passa a fazer parte da mesa de discussão. A participação de representantes do Governo foi marcada pela abordagem e ações orientadas para a proteção ambiental, medidas para o gerenciamento de recursos naturais de forma mais sustentável.

O Brasil passa a demonstrar interesse em participar das discussões globais e buscar o protagonismo nos debates do clima, do meio ambiente que não se limita apenas à questão da Amazônia, mas também ao setor de energia, a se colocar em uma posição de liderança por causa da sua matriz e de tudo que o Brasil pode oferecer.

De uma forma geral, a COP destaca a importância da condução de esforços para a transição em direção à economia de baixo carbono, de forma justa, segura para todos os países.

Entretanto, da mesma forma de Glasgow, a conferência terminou sem grandes variações de compromissos e metas de mitigação mais ambiciosas. Tivemos um avanço das discussões, mas as

preocupações continuam centradas na indústria de carvão, no empenho dessas mitigações, mas ainda tem muito a ser cumprido.

Oil & Gas Brasil: *Qual a expectativa para 2023?*

Fernanda Delgado: Vai ser um ano bastante desafiador para o setor. É um ano que a gente pretende trabalhar as pautas de inclusão feminina, inclusão de raça no setor, com a pauta ESG, dar mais visibilidade a essas ações, ao que é necessário ser feito.

O IBP vai trabalhar nessa direção com os seus associados e seu quadro de funcionários, vamos produzir materiais, eventos. Essas são as frentes da diretoria executiva corporativa: trabalhar pela diversidade e pela inclusão, pela pauta de gênero, de raça, pela questão da sustentabilidade.



Foto: Fernanda Delgado com outras lideranças femininas do setor de energia na Rio Oil & Gas 2022

Petrobras investe R\$ 450 milhões na maior parada de manutenção da história da Refap

Serviços na Refinaria Alberto Pasqualini (Refap), situada em Canoas (RS), começam na segunda quinzena de janeiro e devem gerar cerca de cinco mil postos de trabalhos.



Foto: Divulgação

A maior parada de manutenção da Petrobras em 2023 já começa na segunda quinzena de janeiro, na Refinaria Alberto Pasqualini (Refap), situada em Canoas (RS).

A companhia está investindo R\$ 450 milhões para garantir a confiabilidade da refinaria, além da implantação de projetos que aumentam a eficiência energética e a segurança dos processos.

Durante aproximadamente três meses, serão gerados cerca de 5 mil postos de trabalho diretos e indiretos na maior parada da história da Refap, fundada em 1968.

Os serviços serão realizados nas unidades de craqueamento catalítico, destilação, geração de hidrogênio e tratamento de

diesel e gasolina, com manutenção, inspeção e substituição de peças e equipamentos.

“Devido às características das unidades operacionais, as paradas de manutenção são realizadas de forma escalonada, executando um extenso escopo que garante a implantação de melhorias tecnológicas, tornando a produção mais eficiente, inclusive com ganhos ambientais”, destaca Gerson Cesar Souza, gerente geral da Refap.

Para execução das paradas foram contratadas empresas especializadas para trabalhar dia e noite em serviços de manutenção, apoio e infraestrutura, sem riscos de desabastecimento do mercado.

“Nosso planejamento logístico sempre atua de forma a gerar estoques prévios às paradas e, durante o evento, atuamos fortemente em logística para atendimento aos clientes Petrobras.

A companhia também está investindo na recuperação de tanques de petróleo, ampliando a capacidade de estocagem na refinaria”, conclui Gerson.

Produção

A produção da Refap está voltada principalmente para o diesel, gasolina, GLP, óleo combustível, querosene de aviação, asfalto, coque, enxofre e propeno. A refinaria atende o mercado do Rio Grande do Sul, parte de Santa Catarina e Paraná, além de outros estados por cabotagem.

Em 2022, a Refap obteve marcos importantes em produção, com

destaque para o Diesel S-10.

Foi o ano de maior produção deste combustível na refinaria, com recordes sucessivos, superando em 14% a produção do ano anterior. Com demanda crescente de mercado, o Diesel S-10 é um combustível com baixo teor de enxofre, que atende às tecnologias mais modernas de motores em uso no Brasil.

Também no ano passado, em outubro, a refinaria bateu recorde com a produção de asfalto, gerando 33,8 mil toneladas do produto.



Foto: Divulgação

Petrobras inicia processo de contratação de plataformas P-84 e P-85

Unidades terão conceito All Electric voltado à redução de emissões.

A Petrobras iniciou o processo de contratação de duas unidades de produção do tipo FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading) para as jazidas compartilhadas de Atapu e Sépia, com previsão de recebimento das propostas em julho de 2023 e início da produção em 2028.

Após a segunda rodada de licitação dos volumes excedentes da cessão onerosa, a Petrobras, operadora, passou a deter na jazida compartilhada de Atapu 65,7% de participação, a Shell 16,7%, a TotalEnergies 15%, a Petrogal 1,7%, e a União, representada pela Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA, 0,9% da jazida compartilhada de Atapu. Para a jazida compartilhada de Sépia, a composição é Petrobras (55,3%) como operadora, TotalEnergies (16,9%), Petronas Petróleo Brasil Ltda. (12,7%), QatarEnergy (12,7%), Petrogal (2,4%). Em ambas jazidas a Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA atua como gestora do contrato de partilha.

As plataformas P-84 (Atapu) e P-85 (Sépia) terão, cada uma, capacidade de produção diária de 225 mil barris de óleo por dia e processamento de 10 milhões de metros cúbicos de gás por dia. O projeto das plataformas, padronizado entre as duas unidades, representa um degrau de evolução tecnológica para a redução de emissões de gases de efeito estufa, com destaque para a introdução do conceito All Electric em projetos deste porte, que consiste em uma concepção de engenharia para geração mais eficiente de energia, fazendo uso da recente revisão dos limites de emissões prevista na resolução CONAMA 382/2006.

O projeto tem a previsão de redução de 30% na intensidade de emissões de gases de efeito estufa por barril de óleo equivalente produzido. A redução se deve aos benefícios da

configuração All Electric, de otimizações na planta de processamento para o aumento da eficiência energética e da incorporação de diversas tecnologias: zero ventilação de rotina (recuperação de gases ventilados dos tanques de carga e da planta de processamento), captação profunda de água do mar, uso de variadores de velocidade em bombas e compressores, cogeração (Waste Heat Recovery Unit), zero queima de rotina (recuperação de

gases da tocha – flare fechado) e válvulas com requisitos para baixas emissões fugitivas e a captura, uso e armazenamento geológico do CO₂ do gás produzido.

Esse resultado reflete o compromisso da Petrobras com a geração de valor, sustentabilidade, segurança, respeito às pessoas e ao meio ambiente.



Ocyan inicia 2023 com mais de 100 vagas abertas

A empresa de óleo e gás Ocyan abre mais de 100 vagas para o projeto de atividades em suas unidades de perfuração e manutenção e serviços offshore.

As oportunidades são para trabalho offshore (embarcado) e onshore (terra). O cadastro pode ser realizado no site da empresa, na página Nossa Gente.

“Iniciamos o ano com diversas posições abertas para diversos cargos. As vagas em sua maioria são para oportunidades técnicas e por isso, muitas delas exigem profissionais com qualidade técnica e experiência em certas atividades; outras demandam formação superior ou apenas ensino médio”, destaca Nir Lander, vice-presidente de Pessoas & Gestão da Ocyan.

Entre as principais posições em aberto, estão especialista de manutenção, 1º oficial de máquinas, analista de materiais, eletricista, engenheiro(a) de manutenção, marinheiro(a) de convés, plataformista, rádio operador (a), soldador (a), sondador(a) cyber, supervisor(a) de subsea, supervisor(a) de subsea sênior, técnico(a) de eletrônica, técnico(a) em elétrica, caldeireiro(a) escalador(a) NI, montador(a) de andaimes, pintor(a) escalador(a) NI, escalador(a) N3, entre outras.

Como em todos os processos seletivos que realiza, a encoraja a diversidade. “Buscamos promover diversidade em nossas unidades e priorizamos contratações visando nossas metas estabelecidas em nossa agenda ESG. Queremos ser uma empresa reconhecida por grupos minoritários como excelente para se trabalhar até 2030”, completa o executivo.

Para informações adicionais, acesse: <https://www.ocyan-sa.com/pt-br/nossa-gente>

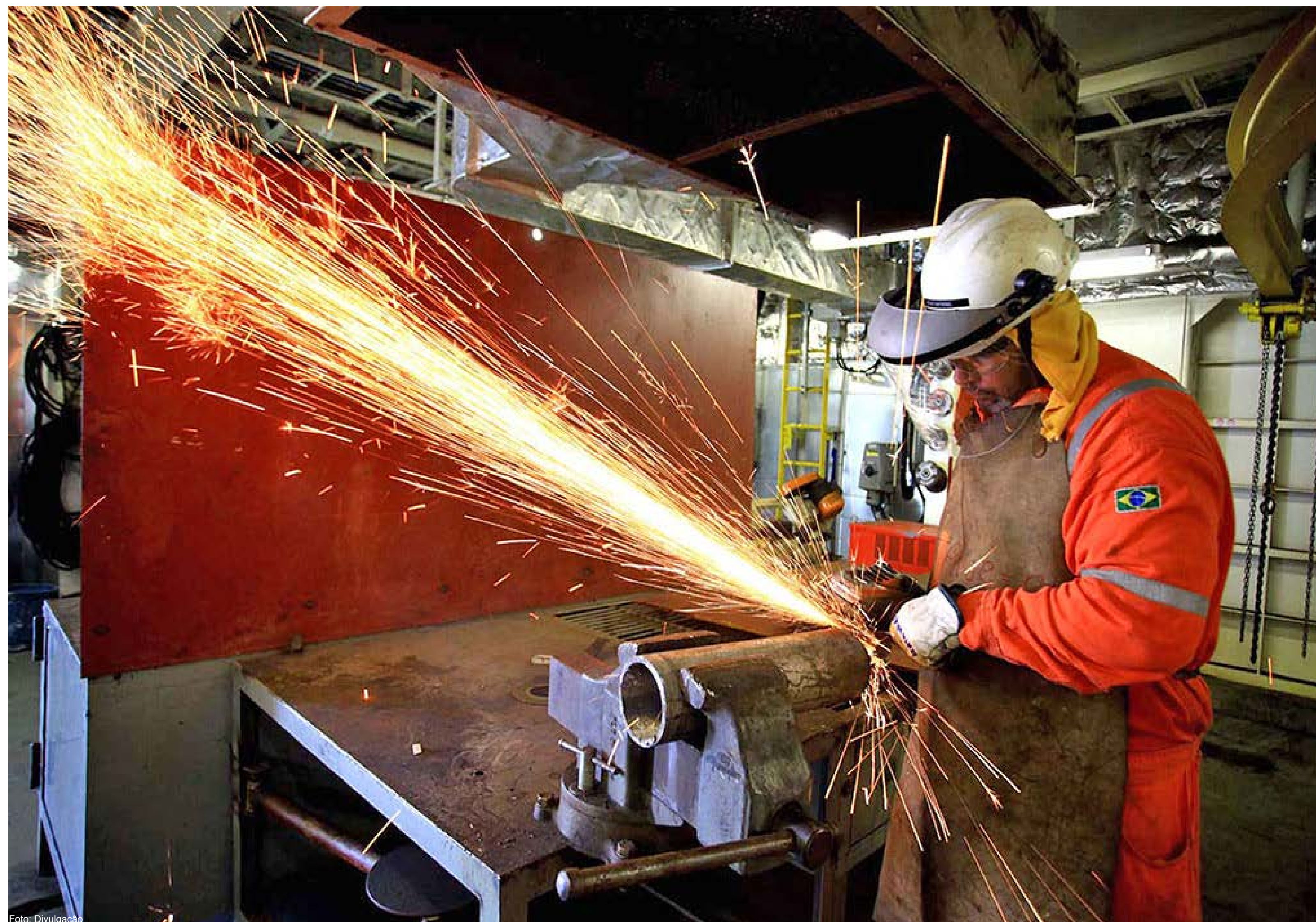


Foto: Divulgação

Shell amplia portfólio no Brasil em leilão da oferta permanente

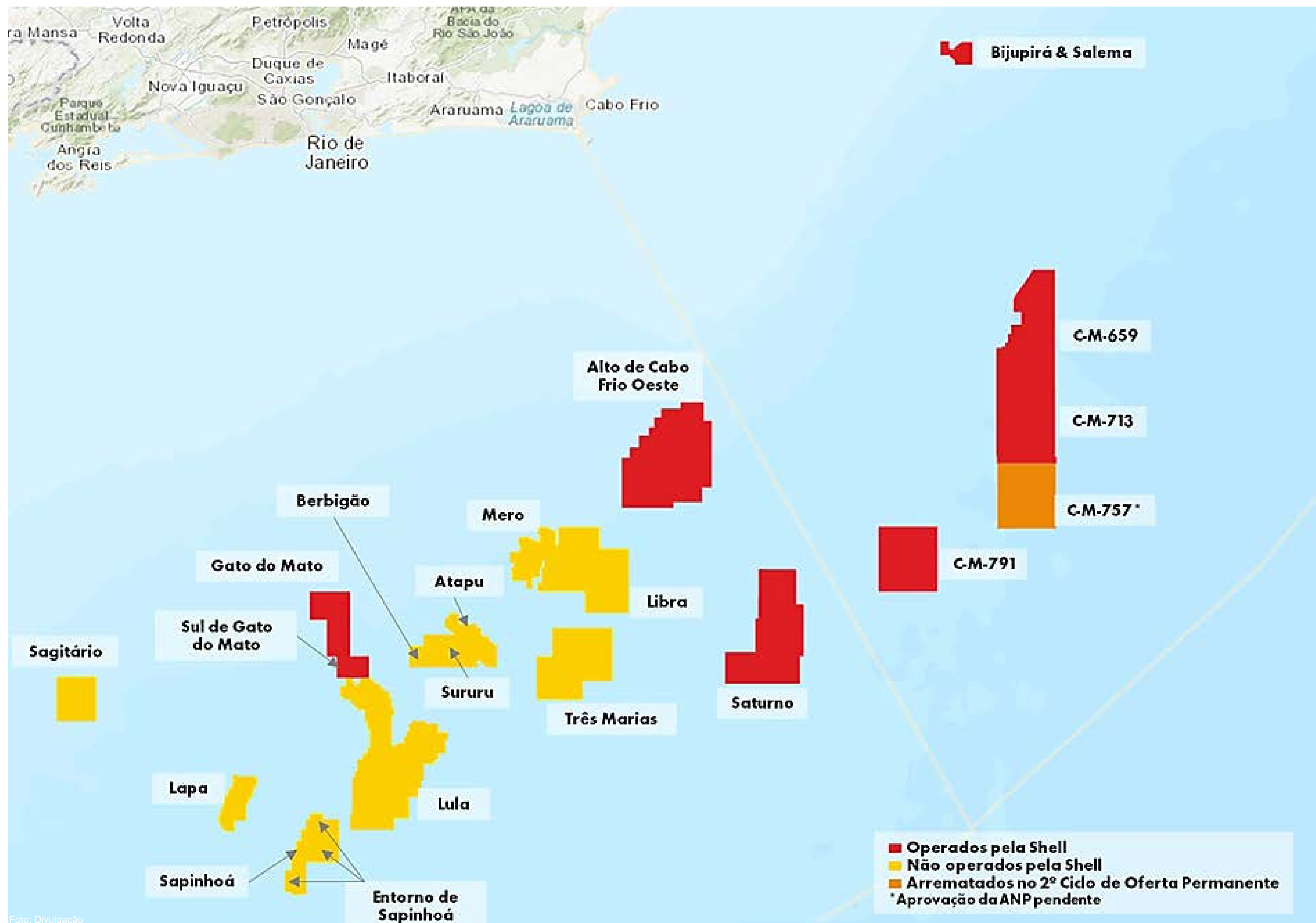


No leilão de oferta permanente de partilha realizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) no Rio de Janeiro, a Shell Brasil Petróleo Ltda (Shell), em parceria com a Petrobras, arrematou o bloco exploratório Sudoeste de Sagitário, na bacia de Santos.

A Shell terá um percentual de 40% no bloco e pagará o valor de R\$ 132 milhões a título de bônus de assinatura por sua participação no projeto.

“Estamos muito animados com esta mais nova aquisição para o nosso portfólio de exploração no Brasil. Este leilão de oferta permanente na modalidade de partilha aumenta ainda mais nossa presença no país, que já responde por cerca de 13% da produção global da Shell em petróleo e gás,” afirmou o presidente da Shell Brasil, Cristiano Pinto da Costa.

Com este novo bloco, a Shell Brasil agora detém mais de 30 contratos de óleo e gás no país. Com 109 anos de presença no Brasil, a Shell foi a primeira empresa internacional de petróleo a produzir em escala comercial após o fim do monopólio estatal no final dos anos 1990.



Petrobras conclui venda do campo de Papa-Terra

A Petrobras, em continuidade ao comunicado divulgado em 12/07/2021, informa que finalizou a venda da totalidade de sua participação no campo de produção de Papa-Terra, localizado na Bacia de Campos, para a empresa 3R Petroleum Offshore S.A. (3R Offshore).

A operação foi concluída com o pagamento à vista de US\$ 18,2 milhões para a Petrobras, já com os ajustes previstos no contrato. O valor recebido hoje se soma ao montante de US\$ 6 milhões pagos à Petrobras na ocasião da assinatura do contrato de venda. Além desse montante, é previsto o recebimento pela Petrobras de até US\$ 80,4 milhões em pagamentos contingentes, a depender das cotações futuras do Brent e desenvolvimento dos ativos. Com a conclusão da cessão, a 3R Offshore assume a condição de operadora do campo de Papa-Terra, com 62,5% de participação, em parceria com a Nova Técnica Energy Ltda., que detém os 37,5% restantes.

A presente divulgação está de acordo com as normas internas da Petrobras e com as disposições do procedimento especial de cessão de direitos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, previsto no Decreto 9.355/2018. Essa operação está alinhada à estratégia de gestão de portfólio e à melhoria de alocação do capital da companhia, visando à maximização de valor e maior retorno à sociedade. A Petrobras segue concentrando os seus recursos em ativos em águas profundas e ultraprofundas, onde tem demonstrado grande diferencial competitivo ao longo dos anos.

Sobre o campo de Papa-Terra

O campo de Papa-Terra faz parte da concessão BC-20 e está localizado em lâmina d'água de 1.200 m. O campo iniciou sua operação em 2013 e sua produção média de óleo nos últimos

três meses (setembro a novembro/2022) foi de 16,2 mil bbl/dia, através de duas plataformas, P-61 do tipo TLWP (Tension Leg Wellhead Platform) e P-63 do tipo FPSO (Floating Production Storage and Offloading), onde é realizado o processamento de toda a produção.

Sobre a 3R Offshore

A 3R Offshore é uma empresa controlada pela 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (3R Petroleum), companhia listada no Novo Mercado da bolsa brasileira, cuja estratégia é revitalizar campos maduros offshore.



Foto: Divulgação

Actemium assina contrato com a Petrobras em Macaé

Actemium assinou mais um contrato com a Petrobras para a construção e montagem da nova Subestação CCM-520, localizada no Terminal de Cabiúnas, em Macaé/RJ.

O contrato contempla a execução do projeto executivo, fornecimento de materiais e equipamentos, construção, montagem e comissionamento da nova CCM-520, que substituirá a antiga subestação CCM-520.

A nova subestação será responsável pelo fornecimento de energia das principais bombas de óleo que atendem ao Pré-Sal e unidades auxiliares de serviço a níveis de tensão de 4,16kV e 0,48kV.

A substituição da antiga subestação será executada com o Terminal de Cabiúnas em funcionamento.

A migração de todas as cargas será planejada, de forma a minimizar as paradas de produção durante a execução dos serviços.

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

Este projeto confirma a participação da Actemium nos principais contratos vinculados à área Elétrica da Petrobras, dos quais destacamos:

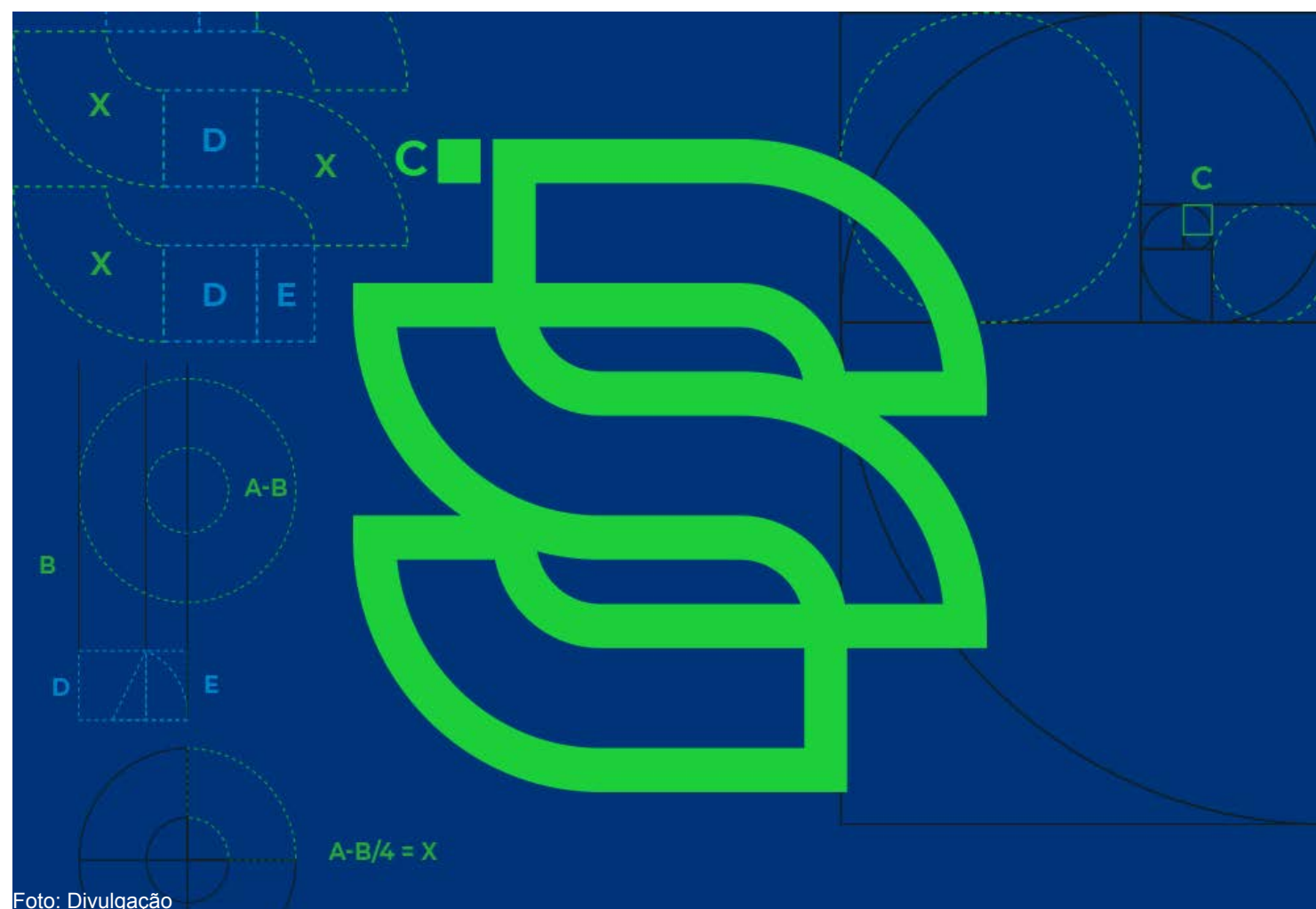
Subestações da RNEST, Subestações do GasLub (COMPERJ), Subestação de Entrada e modernização da Casa de Força (CAFOR) na Replan e modernização da CAFOR na Reduc.



Foto: Divulgação

Sapura muda de visual olhando para o futuro

Rebranding da empresa brasileira de serviços submarinos surge como uma consequência à diversificação de negócios e otimismo do mercado.



Com o objetivo de ressaltar a visão da empresa para um futuro energético diversificado, e afirmando sua experiência como uma das maiores empresas de soluções práticas em engenharia submarina do país, a Sapura apresenta sua nova identidade visual, incluindo o redesign da marca.

Com traços baseados em força, movimento e modernidade, o novo símbolo traz a letra S em um grafismo que lembra as estruturas do solo marinho, e novos tons de verde e azul. Ele acompanha o momento de transformação, conquistas e crescimento da companhia, o que caminha junto com a boa perspectiva do mercado nacional. O novo posicionamento foi fruto de um processo de cocriação e colaboração entre diferentes áreas da Sapura, em parceria com a agência niteroiense Orla Comunicação Integrada. No processo, foram realizadas imersões com diretores e empregados da Sapura

para definir o ritmo e a energia com os quais a companhia pretende contagiar o mercado daqui em diante.

“A Sapura é uma empresa brasileira de pouco mais de uma década. Acaba de chegar à sua maturidade e precisamos entender esse momento, trabalhar com ele. Com essas mudanças, marcamos uma nova etapa de desenvolvimento e nos mantemos como uma empresa sempre atual e inovadora, além de gerar cada vez mais identificação com os nossos valores e propósitos”, explica Rogerio Salbego, presidente da Sapura. “O objetivo é mostrar que estamos constantemente avançando, fortalecendo nossa cultura e nossa alma. A nova marca busca refletir o DNA de inovação que sempre representou a Sapura.”

A nova marca e cultura visual da companhia aparece em um momento de respiro social e mercadológico após dois anos de intensa adaptação provocada pela pandemia de Covid-19, que acompanhou um desempenho morno no mercado mundial de óleo e gás. A Sapura aproveita o momento de retomada para navegar à toda velocidade. O reposicionamento de marca materializa o trabalho de rebranding e inclui em seu plano de comunicação ações voltadas para o ambiente digital e redes sociais, além de uma estratégia de endomarketing a colaboradores.

O movimento da empresa não se limita ao visual, visto que recentemente a Sapura apresentou novos valores, um novo Código de Ética e também um novo acionista, a Paratus Energy, que em novembro de 2022 adquiriu as ações da empresa que cabiam à Seadrill. Também em 2022 a Sapura inaugurou seu novo escritório em Rio das Ostras, RJ, totalmente desenhado e construído pela companhia.

Sobre o Novo Código de Ética

Com o compromisso de conduzir seus negócios com ética, integridade e transparência, buscar a melhoria contínua de seus processos, a Sapura atualizou o Código de Ética da empresa ainda em abril de 2022.

O documento é mais enxuto e dinâmico que o anterior, e está em conformidade com as mais recentes políticas e os procedimentos que vão guiar a companhia pelos próximos anos.

“Nosso Código é um guia que nos dá diretrizes para fazermos a coisa certa, tanto na condução de nossos negócios e atividades, como no relacionamento com os nossos colaboradores, clientes e parceiros, nos orientando a tomar decisões éticas e corretas no nosso dia a dia”, ressalta Flavio Alves, Diretor de Contratos, Jurídico e Compliance. Em um projeto robusto de reafirmação dos valores da empresa, todos os empregados da companhia passam agora por uma trilha de cursos baseados no novo Código de Ética.



Revap realiza testes com o 'robô Anymal', novo aliado da Petrobras para inspeções em áreas industriais

A Refinaria Henrique Lage, a Revap, em São José dos Campos, recebeu para testes o “robô Anymal D”, desenvolvido para inspeção em áreas industriais de refinarias e plataformas marítimas. O formato do equipamento é uma atração à parte. Semelhante a um cachorro, seu design lhe permite subir e descer escadas, movimentando-se com desenvoltura – inclusive com capacidade para desviar de obstáculos e parar caso detecte algo se movimentando em suas proximidades. Este é o primeiro robô quadrúpede do mercado e foi apresentado no estande da Petrobras na recente edição da feira Rio, Oil & Gas, realizada em outubro, no Rio de Janeiro.

O “robô Anymal D” conta com tecnologia embarcada que lhe permite ler informações de instrumentos (analógicos e digitais), gerando relatórios. Equipado com câmera zoom e termográfica, laser scan e gravador de som, o robô pode atuar de forma autônoma em inspeções pré-programadas.

O robô é fabricado pela empresa suíça ANYBOTICS, com a qual a Petrobras assinou contrato para participar do programa de early adopters do Anymal X, versão do robô direcionada a ambientes sujeitos à presença de atmosferas explosivas, com lançamento comercial previsto para 2023. Na Revap, os testes foram realizados na primeira semana de dezembro como parte do primeiro treinamento com colaboradores da Petrobras. Ministrado por técnicos da ANYBOTICS e da PUR, representante exclusivo no Brasil da empresa suíça, o treinamento permitiu capacitar cerca de 20 empregados de diferentes unidades da companhia. Com os conhecimentos obtidos, as equipes da Petrobras planejam fazer mais testes para explorar as oportunidades que o equipamento traz para as operações, inclusive em ambiente offshore a partir de janeiro de 2023.



Foto: Divulgação

A digitalização é a nova fronteira

A manutenção da integridade de ativos offshore no upstream demanda cada vez mais ferramentas digitais

Por Pedro Luiz de Souza Pinto Filho, CEO da BR2W



Foto: Divulgação

A Principal fonte energética mundial, os hidrocarbonetos (petróleo e gás), são, sem dúvida, um dos principais protagonistas da indústria moderna, por ter aumentado a disponibilidade de ‘energia’ de menor custo, ainda eu seja uma fonte fóssil, não renovável.

Razão pela qual o petróleo não somente ganhou um papel chave na economia global, como também tem influenciado decisões e até mesmo motivado conflitos entre aqueles que disputam um papel de destaque na nova geopolítica do petróleo em tempos, mesmo em face da transição energética.

Uma geopolítica que vem sendo construída a partir de um novo cenário energético, no qual o Brasil tem uma posição diferenciada. Primeiro, pelo fato de ter uma matriz energética mais verde que a de outras nações – metade dela de fontes limpas e renováveis, índice bem superior quando se fala em matriz elétrica, que é majoritariamente hídrica.

Segundo pelas grandes descobertas, como a do pré-sal brasileiro, e o enorme potencial de novas fronteiras exploratórias face o grau de desenvolvimento da indústria brasileira de óleo e gás na exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas, nos mais complexos cenários.

A posição de liderança do Brasil na E&P offshore está respaldada na trajetória de empresas, operadoras e fornecedoras de bens e serviços, que ousaram ir mais além, buscando novos processos e tecnologias para superar desafios. E que apostaram na inovação como o melhor caminho possível para obter sucesso em suas atividades.

Contudo, os desafios são contínuos e crescentes, ganhando inclusive novos componentes, como, por exemplo, a descarbonização, bem como a necessidade de tornar as operações cada vez mais seguras para garantir a integridade do meio ambiente, de vidas e de ativos, ao mesmo tempo em que busca maior produtividade, sem exceder nos custos. Uma das principais aliadas da moderna indústria do petróleo e gás são as ferramentas 4.0. Contudo, as empresas ainda são resistentes em relação à digitalização bem como às transformações que ela vem promovendo nessa nova era. As empresas e os fornecedores dentro desse segmento ainda limitam a utilização das tecnologias digitais para usos informacionais e superficiais e acabam não conseguindo fazer uso do potencial de certas ferramentas em suas operações.

Estudo realizado pela Deloitte, maior organização de serviços profissionais do mundo, com o apoio da ABESPetro (Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo), do IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás) e da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), mostra o grau de “Maturidade digital da indústria de óleo e gás no Brasil”

A partir de entrevistas de profissionais de 42 empresas do setor de petróleo e gás em todo o país, o levantamento apontou que 98% dos entrevistados consideraram que ferramentas digitais têm capacidade de gerar impacto positivo nas operações, mas que 40% disseram que a digitalização muitas vezes resultou em aumento de trabalho e gerou pouco benefício, gerando um grande impasse na utilização dessas tecnologias dentro do setor.

artigo (continuação)

Além disso, somente 3% das empresas participantes se consideram totalmente digitalizadas, utilizando as tecnologias digitais disponíveis no seu dia a dia. Cerca de 34% das companhias ponderaram que a digitalização das suas operações começou recentemente, havendo, portanto, um longo caminho a percorrer para se tornarem empresas digitais e modernas.

O interessante é que o estudo apontou que a “baixa colaboração entre as empresas e os fornecedores ainda é um grande impasse para o desenvolvimento dessas tecnologias no setor de petróleo e gás”.

Na contramão do mercado, a BR2W, uma empresa 100% brasileira criada em 2015, vem inserindo, com sucesso, tecnologias da indústria 4.0 em suas soluções para este mercado conservador. E ela não está sozinha, pois startups e outras empresas de base tecnológica vem seguindo a mesma trilha, inclusive em parceria com operadoras e outras empresas do setor.

Na realidade, a digitalização está em seu próprio DNA, pois há sete anos a empresa iniciou suas atividades com uma balança digital, utilizada em guindastes para medir pesos em cargas que estavam sendo recebidas de embarcações offshore, que transmitia todos os dados para a nuvem, possibilitando que o operador fizesse o controle de carga movimentada de forma eficaz e precisa.

Diante do sucesso desta iniciativa, a BR2W desenvolveu investiu no desenvolvimento de novas soluções, tanto para monitoramento de integridade de flares e guindastes como para cargas offshore, utilizando ferramentas que permitem a operação remota e com controle a distância.

Um dos últimos projetos realizados foi o de monitoramento de linhas de ancoragem, com soluções com fibra ótica em medições de carga e integridade para células de cargas e

turbinas eólicas offshore. O fato é que a digitalização é um aprendizado contínuo, demandando que busquemos sempre gerar novas soluções, diante de cada desafio. Cabe à indústria

nos desafiar, a partir do momento em que entender que a digitalização é um caminho sem volta, mas sempre rumo ao futuro.



Foto: Divulgação



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

FPSO Cidade de Anchieta retoma produção após paralisação em janeiro

A SBM Offshore retomou a produção do navio flutuante, de produção, armazenamento e descarga (FPSO) Cidade de Anchieta, após uma paralisação ocorrida no início do ano.



A produção do FPSO foi interrompida em janeiro, quando foi observado óleo próximo à embarcação, que trabalha para a Petrobras desde setembro de 2012.

A SBM Offshore informou em 20 de dezembro que a Cidade de Anchieta havia retomado a produção com segurança após a inspeção, reparo e certificação de quatro tanques de acordo com o cliente e aprovados pelas autoridades de classe e locais.

As obras de reparação dos restantes tanques vão continuar “pelo menos até ao final do próximo ano”.

Prevê-se que a estimativa finalizada para o custo futuro total dos reparos exija uma cobrança única de deterioração na faixa de US\$ 75 a US\$ 100 milhões, impactando o lucro líquido do ano, de acordo com a SBM Offshore.

O FPSO Cidade de Anchieta tem capacidade para processar 100 mil barris de óleo e 3,5 milhões de m³ de gás por dia.

A embarcação foi projetada para a produção do pré-sal dos campos de Baleia Azul, Jubarte e Pirambu, na área conhecida como Parque das Baleias, no litoral do Espírito Santo, na Bacia de Campos.



Foto: Divulgação

P-71 inicia produção

A Petrobras colocou em operação sua nova embarcação flutuante, de produção, armazenamento e descarga (FPSO) P-71, antes do início da produção previsto para 2023.

A P-71 iniciou a produção. A unidade está instalada no campo de Itapu, no pré-sal da Bacia de Santos, a 200 quilômetros da costa do Rio de Janeiro.

Segundo a Petrobras, a P-71 tem capacidade para processar até 150 mil barris de óleo e 6 milhões de m³ de gás por dia. Com 316 metros de comprimento, a embarcação tem capacidade para armazenar 1,6 milhão de barris e acomodar 166 pessoas. Posicionado em lâmina d'água de 2.010 metros, o FPSO será o único a produzir no campo de Itapu, totalmente operado pela Petrobras. A unidade deverá atingir sua capacidade máxima de produção em 2023.

“Conseguimos antecipar a produção da plataforma P-71, originalmente prevista para 2023. Também poderemos antecipar o ramp-up (evolução da produção), o que é uma excelente notícia não só para a Petrobras, mas também para o país, que receberá os royalties dessa produção mais cedo”, disse o Diretor de Desenvolvimento da Produção da Petrobras, João Henrique Rittershausen .

A Sembcorp Marine de Cingapura, por meio de sua subsidiária brasileira Estaleiro Jurong Aracruz (EJA), concluiu a P-71 em outubro. Projetado originalmente para o campo de Tupi, o FPSO passou por modificações e integração na EJA para implantação no campo de Itapu após a decisão da Petrobras de focar em águas profundas e ultraprofundas.

A unidade é a última da série de seis replicantes operados pela Petrobras, também composta pelas 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.



Foto: Divulgação

QatarEnergy, TotalEnergies e Petronas conquistam bloco exploratório offshore no Brasil

Um consórcio de três gigantes de petróleo e gás – QatarEnergy do Catar, TotalEnergies da França e Petronas da Malásia – foi premiado com um bloco de exploração offshore durante o primeiro ciclo de área aberta do Brasil sob uma oferta de regime de compartilhamento de produção realizada no Rio de Janeiro.



A QatarEnergy divulgou que juntamente com a TotalEnergies e a Petronas, conquistou o Contrato de Partilha de Produção (PSC) Água-Marinha, no primeiro ciclo da rodada de oferta permanente, pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Cobrando uma área de 1.300 quilômetros quadrados, o bloco Água-Marinha está localizado em profundidades de água de cerca de 2.000 metros ao largo da costa do Rio de Janeiro, na prolífica Bacia de Campos. A conclusão desta aquisição está prevista para o primeiro semestre de 2023.

Após a conclusão, a gigante estatal de petróleo e gás do Catar deterá uma participação de 20% neste bloco, juntamente com a operadora do bloco Petrobras (30%), TotalEnergies (30%) e Petronas Petróleo Brasil (20%). Comentando sobre isso, Saad Sherida Al-Kaabi, Ministro de Estado para Assuntos de

Energia, Presidente e CEO da QatarEnergy, comentou: “Temos o prazer de alcançar esta última licitação conjunta bem-sucedida, que adiciona mais áreas altamente prospectivas ao nosso portfólio upstream em Brasil, e particularmente na prolífica Bacia de Campos.”

De acordo com a QatarEnergy, esta aquisição fortalece ainda mais seu papel como um dos principais players de upstream no Brasil, onde já detém participações em dois campos produtores e vários blocos de exploração.

“Gostaria de aproveitar esta oportunidade para agradecer à ANP e às autoridades brasileiras por esta oportunidade e pelo apoio contínuo”, acrescentou Al-Kaabi.

Em relação às outras atividades recentes da QatarEnergy, vale ressaltar que a empresa divulgou uma oferta bem-sucedida no mês passado para a Parcela 8 da Orphan Basin, na costa da província de Newfoundland and Labrador, no Canadá. Em comunicado separado, a TotalEnergies confirmou a adjudicação do bloco Água Marinha, adiantando que a entrada neste bloco segue-se à entrada em dois blocos, SM-1815 e SM-1711, na bacia do Sul de Santos durante o terceiro ciclo da oferta permanente que ocorreu em 13 de abril de 2022. Kevin McLachlan, vice-presidente sênior de exploração da TotalEnergies, declarou: “A TotalEnergies tem o prazer de expandir sua presença na Bacia de Campos com este novo bloco de exploração, ao lado de três parceiros estratégicos.

Isso está de acordo com nossa estratégia de focar a exploração em bacias selecionadas de alto potencial, que podem fornecer recursos materiais de baixo custo e baixa intensidade de carbono”. O portfólio brasileiro de exploração e produção da petrolífera francesa

abrange dez ativos, dos quais quatro são operados. Em 2021, a produção da empresa no Brasil foi em média de 49.000 barris de óleo equivalente por dia e esse número deve ultrapassar 100.000 em 2022. Em dezembro de 2021, a TotalEnergies, licitante na rodada da cessão onerosa, conquistou duas novas UAs não operadas nas unidades Atapu Surplus (22,5%) e Sépia Surplus (28%), que foram assinadas no final de abril de 2022.

Enquanto isso, a Petronas também corroborou que sua subsidiária Petronas Petróleo Brasil (PPBL) ganhou uma participação no bloco exploratório de Água Marinha, destacando que o resultado da licitação para a área do pré-sal foi anunciado pela ANP em uma cerimônia ao vivo em 16 de dezembro.

Mohd Redhani Abdul Rahman, vice-presidente de exploração da Petronas, disse: “Estamos realmente entusiasmados com o resultado favorável da rodada de licitações. Este sucesso demonstra nossa vantagem competitiva no desenvolvimento sustentável e monetização de ativos na Bacia de Campos. A Petronas continua focada em extrair mais valor dos ativos com seus parceiros junto com as autoridades anfitriãs”.

Além disso, a empresa detém participações nos campos Tartaruga Verde – Concessão BM-C-36 – e Módulo III da Concessão Espadarte – Espadarte – em águas profundas, bem como em três blocos exploratórios em águas profundas, CM-541, CM-661 e CM -715, na Bacia de Campos.

Recentemente, foi anunciada a descoberta de petróleo no poço 4-BRSA-1386D-RJS, no pré-sal do campo de Sépia, na Bacia de Santos, onde QatarEnergy, TotalEnergies e Petronas detêm participação não operada e a Petrobras atua como operadora.

DNV emitiu recertificação do FPSO Petrojarl I

A sociedade classificadora DNV (Det Norske Veritas) emitiu uma recertificação para uma embarcação flutuante, de produção, armazenamento e descarga (FPSO) trabalhando em um campo operado pela Enauta.

A Enauta divulgou que a recertificação do FPSO Petrojarl I possibilitará a prorrogação do atual contrato de afretamento com a Altera Infrastructure por até dois anos, até maio de 2025.

Carlos Mastrangelo, COO da Enauta, comentou: “A recertificação é uma etapa relevante no processo de transição do Sistema de Produção Antecipada (EPS) de Atlanta para o Sistema de Desenvolvimento Integral (FDS), pois elimina o principal risco para a operação e produção da empresa no curto prazo e abre caminho para a geração contínua de caixa até o início das operações do FDS, previsto para meados de 2024.”

Graças a uma extensão de contrato a partir de janeiro de 2022, este FPSO continuará operando no campo até a entrada do FDS, que está prevista para meados de 2024, inicialmente com seis poços, chegando a dez poços em 2029. Para tanto, a Enauta fechou contrato de compra com a malaia Yinson – com base na Carta de Intenções (LoI) de dezembro de 2021 – do FPSO OSX-2, que foi encerrado em fevereiro. Atualmente, a embarcação está sendo convertida no Dubai Drydocks World.

Concluída a conversão, a embarcação – FPSO Atlanta – será implantada no campo de Atlanta e operada na Classe ABS.

Com reservas estimadas em 106 MMbbl, o campo de Atlanta, localizado no bloco BS-4, na Bacia de Santos, em lâmina d’água de 1.500 metros, é operado pela Enauta Energia, subsidiária integral da empresa, que também possui 100 por cento de juros neste ativo.



Foto: Divulgação

ANP aprova proposta de acordo que poderá elevar investimentos na Margem Equatorial



A Diretoria da ANP aprovou, proposta de acordo para resilição de contratos de blocos exploratórios marítimos operados pela Petrobras suspensos por longos períodos em razão de atraso no licenciamento ambiental. Para que ocorra a resilição, a empresa terá que transferir investimentos associados aos Programas Exploratórios Mínimos (PEM) não realizados para outras concessões na Margem Equatorial Brasileira, na forma de perfuração de dois novos poços exploratórios, como investimentos adicionais aos seus respectivos contratos receptores. Com a medida, será possível destravar investimentos que poderão ser efetivamente realizados em áreas concedidas na Margem Equatorial Brasileira, região brasileira de altíssimo potencial para novas descobertas, a exemplo do sucesso exploratório alcançado nas bacias sedimentares análogas da Guiana, Suriname e Costa Oeste Africana, mas cuja última perfuração de poço exploratório ocorreu em 2015. Atualmente, a ANP é responsável pela gestão dos contratos de 295 blocos exploratórios. Desse total, 42 estão com seus contratos suspensos em razão de atraso no licenciamento ambiental.

Entre esses blocos, há casos cujo tempo decorrido de processo de licenciamento ambiental perdura por tempo superior a uma década, o que se configura claramente como uma anomalia, diminuindo a expectativa de cumprimento dos compromissos contratuais. Dessa forma, o acordo se apresenta como uma solução para contratos que se enquadrem nesse cenário.

Os critérios utilizados para seleção dos contratos que fizeram parte do acordo foram:

Blocos suspensos por atraso no licenciamento ambiental e localizados total ou parcialmente a menos de 50km da costa (por não serem mais considerados para licitação atualmente pela ANP); e/ou Blocos suspensos por atraso no licenciamento ambiental que estejam com pedido de licenciamento em análise por mais de 10 anos e que tenha sido feita solicitação de Estudo de Impacto Ambiental / Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA), em razão de maior sensibilidade ambiental da região. Um total de oito contratos, incluindo 15 blocos, se enquadram atualmente nos critérios descritos: BM-J-4 (blocos J-M-115, J-M-165, J-M-3, J-N-5 e J-M-63) e BM-J-5 (blocos J-M-59 e J-M-61), na Bacia de Jequitinhonha; BM-CAL-9 (bloco CAL-M-188), BM-CAL-10 (blocos CAL-M-3, CAL-M-58 e CAL-M-60), BM-CAL-11 (bloco CAL-M-248) e BM-CAL-12 (bloco CAL-M-372), na Bacia de Camamu-Almada; e BM-PEPB-1 (bloco PEPB-M-783) e BM-PEPB-3 (bloco PEPB -M-839), na Bacia de Pernambuco-Paraíba. Todos são operados pela Petrobras com 100% de participação no consórcio, com exceção dos contratos BM-CAL-12, BM-PEPB-1 e BM-PEPB-3, em que há a participação de outras empresas.

Estes contratos possuem um valor de, aproximadamente, R\$ 475 milhões em garantias financeiras para cumprimento do PEM. Os parceiros da Petrobras optaram por não participar do acordo, de forma que pagarão em pecúnia para a União seu montante proporcional referente ao PEM não realizado (valor de cerca de R\$ 34,9 milhões). Os R\$ 440 milhões restantes, referentes ao valor

garantido pelo Programa Exploratório Mínimo (PEM) não realizado dos contratos com 100% de participação da Petrobras, somados ao valor correspondente à participação da Petrobras no PEM dos contratos BM-CAL-12, BM-PEPB-1 e BM-PEPB-3, serão transferidos para perfuração de dois novos poços em outros blocos operados pela empresa na Margem Equatorial. Os contratos escolhidos pela Petrobras e aprovados pela ANP para configurarem como receptores dos investimentos na forma de atividade de perfuração de poço exploratório são: POT-M-762_R15– bloco POT-M-762 (Bacia Potiguar); e BM-BAR-1, Plano de Avaliação de Descoberta do bloco BM-BAR-1 (Alcântara, Bacia de Barreirinhas), OU no POT-M-952_R11, bloco POT-M-952. O valor estimado para a perfuração dos dois novos poços será de, no mínimo, R\$ 579 milhões (a depender da locação do segundo poço, poderá chegar a R\$ 687 Milhões). Esse montante supera em mais de R\$ 100 milhões os valores a serem transferidos dos contratos resilidos pelo acordo em questão, o que demonstra vantagem para a União, além de efetivar a perfuração de dois poços em uma nova fronteira exploratória brasileira. Os investimentos referentes aos compromissos de perfuração a serem realizados em face do acordo deverão ser integralmente assegurados por garantias financeiras, que deverão seguir as regras do contrato para o qual o investimento será transferido e cujo valor deverá ser correspondente aos custos dos poços compromissos do acordo, previamente aprovados pela ANP.

O que é bloco exploratório

Parte de uma bacia sedimentar, onde são desenvolvidas atividades de exploração de petróleo e gás natural.

O que é Programa Exploratório Mínimo (PEM)

Corresponde às atividades exploratórias a serem obrigatoriamente cumpridas pelo concessionário durante a fase de exploração, que é a fase inicial de um contrato de exploração e produção de petróleo e/ou gás natural.

ExxonMobil destina US\$ 17 bilhões para intensificar os esforços de redução de emissões nos próximos cinco anos

A ExxonMobil, elaborou seu plano corporativo de cinco anos, aumentando seus gastos para US\$ 17 bilhões em projetos de redução de emissões de gases de efeito estufa nos próximos cinco anos, mantendo investimentos de capital disciplinados em seu portfólio. A petrolífera também espera dobrar seus ganhos e potencial de fluxo de caixa neste período.



estufa. Darren Woods, presidente e diretor executivo, comentou: “Espera-se que nosso plano de cinco anos gere resultados de negócios líderes e seja uma continuação do caminho que gerou resultados líderes do setor em 2022.

“Vemos nosso sucesso como uma equação ‘e’, na qual podemos produzir a energia e os produtos de que a sociedade precisa – e – ser um líder na redução das emissões de gases de efeito estufa de nossas próprias operações e também de outras empresas. O plano corporativo que estamos traçando hoje reflete essa visão, e os resultados que vimos até agora demonstram que estamos no caminho certo.”

Visando o crescimento a partir de projetos estratégicos

A ExxonMobil destacou que os investimentos em 2023 devem ficar na faixa de US\$ 23 bilhões a US\$ 25 bilhões para ajudar a aumentar a oferta para atender à demanda global. O player dos EUA continua no caminho certo para entregar um total de aproximadamente US\$ 9 bilhões em reduções de custos estruturais até o final de 2023 em comparação com 2019.

Espera-se que o potencial de ganhos Upstream da empresa dobre até 2027 em relação a 2019, resultante de investimentos em projetos de alto retorno e baixo custo de fornecimento.

A ExxonMobil pretende implantar mais de 70 por cento dos investimentos de capital em desenvolvimentos estratégicos na Bacia do Permiano nos EUA, Guiana, Brasil e projetos de GNL em todo o mundo. Além disso, a produção upstream da empresa deverá

crescer em 500.000 barris equivalentes de petróleo por dia para 4,2 milhões de barris equivalentes de petróleo por dia até 2027, com mais de 50% do total proveniente de suas principais áreas de crescimento.

Embora se espere que aproximadamente 90 por cento dos investimentos de upstream que trazem nova produção de petróleo e gás natural tenham retornos superiores a 10 por cento a preços menores ou iguais a US\$ 35 por barril, também se espera que a intensidade das emissões de gases de efeito estufa operadas por upstream seja reduzida em 40-50 por cento até 2030, em comparação com os níveis de 2016.

Os investimentos upstream de curto prazo da petrolífera são projetados para manter a produção em aproximadamente 3,7 milhões de barris de óleo equivalente por dia em 2023, assumindo um preço Brent de US\$ 60 por barril, compensando o impacto dos desinvestimentos estratégicos do portfólio e a expropriação de Sakhalin-1 na Rússia.

Além disso, a ExxonMobil Product Solutions espera quase triplicar os ganhos até 2027 em relação a 2019, com planos de crescimento focados em projetos de alto retorno que devem dobrar os volumes de produtos químicos de desempenho, combustíveis de baixa emissão e lubrificantes de alto valor.

A gigante dos EUA continua a alavancar sua escala de fabricação, integração e posição tecnológica para atualizar seu portfólio e reduzir custos. Além disso, o aumento do fluxo de

A ExxonMobil revelou que seu plano corporativo para os próximos cinco anos prioriza ativos de alto retorno e baixo custo de fornecimento nos negócios Upstream e Product Solutions e apóia esforços para reduzir a intensidade das emissões de gases de efeito estufa de ativos operados junto com aqueles emitidos de outras companhias.

A gigante dos EUA destacou que esse plano deve dobrar os ganhos e o potencial de fluxo de caixa até 2027 em relação a 2019. Ele também apóia as prioridades estratégicas da empresa, incluindo segurança, retorno aos acionistas, ganhos e crescimento do fluxo de caixa; custo e eficiência de capital; e reduções na intensidade das emissões de gases de efeito

petróleo e gás (continuação)

caixa e dos lucros permitirá uma maior redução da dívida líquida e maiores distribuições aos acionistas.

A ExxonMobil anunciou uma expansão de seu programa de recompra de ações de US\$ 30 bilhões – que agora chega a US\$ 50 bilhões até 2024 – e recentemente aumentou seu pagamento anual de dividendos pelo 40º ano consecutivo.

O player dos EUA espera distribuir aproximadamente US\$ 30 bilhões aos acionistas até o final do ano, incluindo US\$ 15 bilhões em dividendos e US\$ 15 bilhões em recompras de ações.

Reduzindo a pegada de carbono

Como a ExxonMobil alocou aproximadamente US\$ 17 bilhões em suas próprias reduções de emissões e iniciativas de terceiros de redução de emissões até 2027, isso representa um aumento de quase 15%.

Com ênfase principal na captura e armazenamento de carbono em larga escala, biocombustíveis e hidrogênio, quase 40% desses investimentos são direcionados para a construção do negócio de soluções de baixo carbono da gigante americana com clientes para reduzir suas emissões de gases de efeito estufa.

“Estamos trabalhando agressivamente para reduzir as emissões de gases de efeito estufa de nossas operações, e nossos planos de redução de emissões para 2030 estão a caminho de atingir uma redução de 40 a 50% na intensidade de gases de efeito estufa upstream, em comparação com os níveis de 2016”, acrescentou Woods.

Alinhando-se estreitamente com as vantagens competitivas e capacidades centrais existentes da empresa, as tecnologias de baixas emissões são reconhecidas como soluções necessárias para ajudar a lidar com as mudanças climáticas.

A empresa enfatizou que o restante do capital será aplicado em apoio aos seus planos de redução de emissões de 2030 e sua ambição líquida de escopo 1 e 2 para 2050.

A ExxonMobil também apontou que está no caminho certo com sua meta de alcançar emissões líquidas de escopo 1 e 2 no Permiano de seus ativos não convencionais operados até 2030.

“Continuaremos a defender políticas governamentais claras e consistentes que acelerem o progresso para um futuro com menos emissões. Ao mesmo tempo, continuaremos a trabalhar para fornecer soluções que possam ajudar os clientes de outras

indústrias a reduzir suas emissões de gases de efeito estufa, especialmente em setores de maior emissão da economia, como manufatura, transporte e geração de energia”, enfatizou Woods.

Em relação às últimas atividades da ExxonMobil, vale ressaltar que a gigante norte-americana divulgou no mês passado seus planos de encomendar outro navio FPSO para um projeto na Guiana da SBM Offshore.

Isso ocorreu depois que a ExxonMobil adicionou mais duas descobertas no final de outubro ao seu portfólio na Guiana, após os resultados dos poços Sailfin-1 e Yarrow-1.





**Revista digital
Oil & Gas Brasil**

ANUNCIE CONOSCO!!!

Próxima edição: nº 37 - Fevereiro

Entrega de material: 06/02/23

Circulação: 10/02/23