

Revista digital Oil & Gas Brasil



Ano 2023 . Edição 41 . nº 041

- * **Petrobras descobre hidrocarbonetos no pré-sal da BS**
- * **3R Petroleum conclui a aquisição do Polo Potiguar**
- * **Enauta encontra mais petróleo em área do campo de Atlanta**
- * **Estaleiro chinês entrega novo FPSO gigante da MODEC**
- * **Strohm assina contrato com a PRIO**



Eduardo Costa,
CEO da ouronova

**Capacidade inventiva
brasileira em exposição**

KRIG

CA 47.600

SIZE S-2XL

KONG® RIGGER

RESISTENTE A IMPACTO E ABRASÃO

Características

- Costas da mão resistentes a impactos
- Alta Abrasão na Palma
- Reforço na palma

Usos

- Aparelhamento, Manuseio de ferramentas
- Mineração, Construção Pesada, Demolição



US Patents: 9,241,519 • D756,039

KONG®

LUVAS DE IMPACTO PARA SERVIÇOS PESADOS

85% DE REDUÇÃO DA FORÇA DE IMPACTO

Ergonomicamente projetado para total amplitude de movimento e destreza

90% DE REDUÇÃO DA FORÇA DE IMPACTO

Acolchoamento de espuma de gel colocado internamente para maior desempenho

66% DE REDUÇÃO DA FORÇA DE IMPACTO

Projetado ergonomicamente para uma amplitude total de movimento e destreza, o design angular da ponta dos dedos reduz as lesões por pinçamento

BUILT TOUGH BY:



A BBI Company

CONTACT:



BRIGHTON-BEST INTERNATIONAL

55-11-5641-4037
(11) 96380-8904
luizab@brightonbest.com.br
www.brightonbest.com.br

Sumário

9 petróleo e gás

21 entrevista exclusiva

18 matéria de capa

33 artigo II

Seções:

03 sumário

04 editorial

05 petróleo e gás

19 petróleo e gás

24 petróleo e gás

25 artigo I

27 petróleo e gás

30 petróleo e gás

38 petróleo e gás

40 petróleo e gás

44 petróleo e gás

46 fornecedores

48 fornecedores

49 fornecedores

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

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

Editorial

o escoamento do gás do pré-sal

O gás produzido no pré-sal é tratado e comprimido em FPSOs e, posteriormente, transferido através dos riser de exportação das FPSOs para gasodutos submarinos, que se conectam a uma das linhas troncais de gás.

O escoamento e processamento de gás natural do pré-sal até as UPGNs terrestres conta com um sistema composto por três gasodutos. Atualmente, dois deles já estão em operação, permitindo o escoamento de 26 milhões de m³/d, e um terceiro está em construção. Com diâmetros nominais variando de 18 a 24 polegadas e comprimento total de mais de 1.000 km, esses gasodutos são denominados Rotas 1, 2 e 3.

Alternativas de gasodutos de escoamento estudados no PIPE: Rota 4a: Bacia de Santos – Cubatão/SP, Rota 4b: Bacia de Santos – Porto de Itaguaí/RJ, Rota 5a: Bacia de Campos – Porto do Açu/RJ, Rota 5b: Bacia de Campos – TEPOR/RJ, 6a Rota 6a: Bacia de Campos – Porto Central/ES, 6b Rota 6b: Bacia de Campos – Porto do Açu/RJ, 5c Rota 5c: Bacia de Campos – Porto de Itaguaí/RJ.

Aproveitamento do gás natural

Em abril, o aproveitamento do gás natural foi de 97,3%. Foram disponibilizados ao mercado 50,33 milhões de m³/d e a queima foi de 3,87 milhões de m³/d.

Houve aumento na queima de 7,5% em relação ao mês anterior e de 40,2% na comparação com abril de 2022.

boa leitura!

A editora



Foto: Divulgação

3R Petroleum conclui a aquisição do Polo Potiguar

Maior ativo do portfólio da Companhia compreende um conjunto de 22 campos de óleo e gás, infraestrutura e sistemas de dutos que suportam a operação, UPGNs, refinaria e terminal aquaviário.



Foto: Divulgação

A 3R Petroleum adquiriu integralmente a participação da Petrobras no Polo Potiguar, na Bacia Potiguar, no Rio Grande do Norte, com a aprovação da transação pela Agência Nacional do Petróleo (ANP).

Com a conclusão da negociação, a 3R assume as operações do Polo a partir de amanhã, 08 de junho.

A aquisição prevê a cessão dos contratos de concessão de um conjunto de 22 campos de óleo e gás e a transferência de toda a infraestrutura e sistemas de dutos que suportam a operação, além do Ativo Industrial de Guamaré (AIG), que engloba unidades de processamento de gás natural (UPGNs), a refinaria Clara Camarão e o Terminal Aquaviário de Guamaré (Terminal de Uso Privado), com ampla capacidade de estocagem e sistemas que permitem a exportação, importação e cabotagem de óleo e derivados.

O Ativo Industrial reúne toda a infraestrutura necessária para

processamento, tratamento, refino, logística e armazenamento de óleo e gás oriunda de todos os campos onshore e offshore do Estado do Rio Grande do Norte, incluindo os adquiridos pela 3R na região (Polos Macau, Areia Branca e Pescada) e os campos operados por outras empresas do setor.

O Polo Potiguar compreende três subpolos de concessões: Canto do Amaro, formado por doze concessões de produção onshore; Alto do Rodrigues, composto por sete concessões de produção onshore; e Ubarana, com três concessões localizadas em águas rasas, entre 10 e 22 km da costa do município de Guamaré. A logística do polo é otimizada, uma vez que toda a produção de óleo e gás é transportada por meio de dutos até as instalações de processamento localizadas no AIG.

A transação foi concluída com o pagamento, na data de hoje, de US\$ 1,098 bilhão (R\$ 5,408 bilhões), já considerando todos os ajustes previstos em contrato, que se somam a parcela de US\$ 110 milhões (R\$ 591,95 milhões) pagos na assinatura do contrato, em 31 de janeiro de 2022. O acordo ainda prevê o pagamento de US\$ 235 milhões divididos em quatro parcelas anuais de US 58,75 milhões, iniciando em março de 2024 (12 meses após o closing), com fim em março de 2027.

As concessões do Polo Potiguar registraram, em 2023, uma produção média de 16,5 mil barris de óleo por dia e 37,3 mil m³/dia de gás natural. Considerando a produção do Polo Potiguar, a produção proforma da Companhia alcançou 42,3 mil barris de óleo equivalente por dia em abril de 2023.

“O Polo Potiguar e toda a sua estrutura permitem uma operação otimizada devido à integração com os demais polos já operados

pela Companhia na região. Com mais essa operação, temos aproveitamento de sinergias, ganho de escala junto aos fornecedores e prestadores de serviços, bem como redução de custos ao longo da cadeia produtiva. Esta aquisição representa um marco relevante para o portfólio da 3R, com a ampliação substancial da escala de produção e capacidade de reposição e incremento de reservas nos próximos anos. Temos consciência do nosso papel e relevância hoje para o Rio Grande do Norte, com a retomada de investimentos, renda, empregos, com enfoque no desenvolvimento do Estado, trazendo melhorias para as comunidades com as quais nos relacionamos”, afirma Matheus Dias, CEO da 3R Petroleum.

A 3R Petroleum possui ao todo nove ativos, em quatro bacias e cinco estados brasileiros. Na Bacia Potiguar estão os polos Macau, Pescada Arabaiana – ainda em transição operacional, Areia Branca e Potiguar, no Rio Grande do Norte, e Fazenda Belém, no Ceará; na Bacia do Recôncavo, se encontram os polos Rio Ventura e Recôncavo, na Bahia; na Bacia do Espírito Santo está localizado o Polo Peroá, no estado do Espírito Santo; e na Bacia de Campos, em águas profundas, se situa o Polo Papa Terra, no Rio de Janeiro.

Sobre a 3R Petroleum

A 3R Petroleum é uma Companhia brasileira de capital aberto, listada no Novo Mercado da B3, focada na produção de óleo e gás em terra (onshore) e mar (offshore). O plano de negócios da 3R está baseado nos pilares Repensar, Redesenvolver e Revitalizar a operação de campos maduros, elevando as curvas de produção, com segurança, eficiência e responsabilidade social.

OneSubsea assina contrato com a Petrobras para o fornecimento de 15 árvores de natal molhadas - ANMs - no Campo de Búzios

Os equipamentos serão construídos no centro de excelência de equipamentos submarinos da OneSubsea em Taubaté (SP), e a previsão é que começarão a ser entregues no segundo trimestre de 2025.



Foto: Divulgação

Carlos Tadeu (à esquerda), diretor da OneSubsea, e Mads Hjelmeland, presidente global da empresa.

A OneSubsea, empresa multinacional do grupo SLB especializada no mercado submarino, celebrou um contrato com a Petrobras para o campo de Búzios fase 11. Este contrato envolve a instalação de 15 árvores de natal molhadas (ANMs) e unidades de distribuição eletro-hidráulica, com um valor estimado entre US \$ 100 e US \$ 200 milhões. Além disso, a OneSubsea será responsável pelos serviços de instalação, comissionamento e manutenção associados.

O escopo dos serviços inclui o sistema de Drill Pipe Riser, ferramentas de instalação e frentes de serviços offshore especializadas que serão responsáveis pela instalação dos equipamentos no campo.

Os equipamentos serão construídos no centro de excelência de equipamentos submarinos da OneSubsea em Taubaté (SP), e a previsão é que começarão a ser entregues no segundo trimestre de 2025. A integração de componentes e a instalação dos equipamentos offshore serão realizadas pelo time de especialistas offshore da OneSubsea em Macaé (RJ).

Com isso, a OneSubsea se consolida como a principal fornecedora de ANMs para o pré-sal brasileiro, pois a empresa foi vencedora das licitações das fases de Búzios 6 a 9 e Búzios 10.

A empresa também informou que os primeiros equipamentos da fase de Búzios 6-9 já estão sendo entregues pelo time da OneSubsea em Taubaté. Além dos contratos de Búzios, a empresa também celebrou contratos de ANMs em duas fases seguidas de

Mero, assim como o contrato global de ANMs para campos da Petrobras assinado no final do ano passado.

Para o diretor geral da OneSubsea, Carlos Tadeu, o mercado vive um momento de crescimento sustentável e a OneSubsea está pronta para atender e suportar o plano de negócios da Petrobras de forma eficiente com elevados níveis de performance operacionais e de sustentabilidade. “Hoje, a OneSubsea se consolida como líder no mercado submarino no Brasil e continuaremos nos preparando para outras oportunidades já existentes e também que chegarão ao mercado”, afirmou.

Durante sua visita ao Brasil, Mads Hjelmeland, presidente global da OneSubsea, reafirmou o compromisso da empresa com os negócios no país, considerando a região como a mais promissora na próxima década. Com a Petrobras como seu principal cliente em equipamentos submarinos e novas tecnologias, ele também destacou o empenho e dedicação da OneSubsea Brasil em superar as expectativas da Petrobras e fortalecer ainda mais a parceria entre as empresas.



Foto: Divulgação

Strohm assina contrato com a PRIO

A Strohm assinou um contrato com a PRIO, anteriormente PetroRio, para fornecer suas soluções de tubos compostos para um campo offshore no Brasil.



Foto: Divulgação

No âmbito da adjudicação, a Strohm já entregou dois conjuntos de Jumpers TCP para serviço de gas lift, um de 1.300 metros de comprimento e outro de 900 metros de comprimento, para o campo de Frade.

Ambas as linhas foram instaladas pela PRIO no segundo trimestre deste ano a cerca de 1.200 metros de profundidade de água e o navio Normand Pioneer foi destacado para a campanha de instalação offshore.

De acordo com a empresa os TCP Jumpers, ambos entregues em bobinas de transporte e instalação, apresentam um revestimento de peso projetado para estabilidade sustentada no fundo, mantendo o máximo benefício de peso.

Diz-se que este contrato marca a primeira vez que o TCP é usado para operações submarinas permanentes na região.

Para lembrar, a empresa holandesa informou recentemente que garantiu seu maior pedido até agora, no qual entregará mais de 24 jumpers Jumper on Demand para a ExxonMobil.

Luri Rossi, Subsea Manager da PRIO, disse: “A PRIO entende a Strohm como um parceiro estratégico para redesenvolvimento de campo por muitas razões, mas destacamos a flexibilidade com a possibilidade de jumper sob demanda, o curto prazo de entrega e a capacidade de adaptação ao mudanças rápidas de acordo com a forma como a PRIO trabalha.”



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

O desenvolvimento submarino de Frade está localizado em águas profundas ao norte da Bacia de Campos, com poços ligados a uma embarcação flutuante de produção, armazenamento e descarga (FPSO).

Após a perfuração do primeiro poço, a PRIO revelou em julho de 2022 ter iniciado a produção no poço ODP4, no campo de Frade, no âmbito da campanha de revitalização do campo.

No início de agosto, a PRIO informou sobre o início da produção do segundo poço do plano de revitalização de Frade, que teve uma produção inicial média de aproximadamente 3.500 barris de óleo por dia na primeira semana.

Ocyan passa por reestruturação, dando origem a novo player de perfuração

A Ocyan, confirmou a conclusão de seu processo de reestruturação, que permitiu separar seus negócios de perfuração em uma nova empresa, temporariamente chamada DrillCo.

O lado comercial cobrindo produção offshore, construção submarina e descomissionamento, manutenção e serviços offshore permanece totalmente na Ocyan.

A empresa também está procurando novas energias e serviços para integrar em seu portfólio.

A Drillco destacou: “Sob a presidência do CFO da Ocyan, engenheiro Rogério Ibrahim, a DrillCo nasceu financeiramente saudável, com uma operação totalmente independente da Ocyan e com grande potencial para novos investimentos, mantendo o foco na liderança das perfuração offshore e crescimento em um mercado aquecido.

“Com uma estrutura de capital robusta, a DrillCo tem como acionistas fundos internacionais e uma participação minoritária na Ocyan, que inclusive transferiu parte de seu corpo executivo para a nova empresa.”

A Ocyan tem estado ocupada fechando novos negócios, como mostrado por um acordo operacional de longo prazo para a plataforma semissubmersível de sexta geração West Capricorn, que foi garantida com a PRIO em janeiro de 2023.

Embora a plataforma seja usada principalmente na revitalização dos campos da PRIO campanhas fora do Brasil, também poderá ser alugado para terceiros no futuro.

Já a Ocyan opera a sonda Norbe VI para a PRIO desde julho de 2021. Este contrato tem vigência até agosto de 2023 e inclui as atividades de revitalização do campo de Frade e desenvolvimento de Wahoo, na Bacia de Campos.



Foto: Divulgação

FPSO Almirante Barroso começa a produzir no campo de Búzios

Plataforma será a quinta a produzir no ativo, para o qual contribuirá com até 150 mil barris diários.

A Petrobras iniciou a produção da plataforma, do tipo FPSO, Almirante Barroso, no campo de Búzios. O FPSO é uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência (da sigla em inglês), com capacidade de produzir diariamente até 150 mil barris de petróleo (bpd) e 6 milhões de m³ de gás. O Almirante Barroso contribuirá para a produção de óleo do campo de Búzios, cuja média atual é de 560 mil barris por dia, o equivalente a cerca de 17% da produção nacional.

“Búzios sintetiza o quanto o pré-sal é representativo para a produção da Petrobras, além de ser importante para a segurança energética do país. Até 2025 teremos a entrada de outras unidades e a produção do campo deve chegar próximo da marca de 700 mil barris por dia”, declarou o presidente da Petrobras, Jean Paul Prates.

O FPSO Almirante Barroso, unidade afretada junto à Modec, está localizado a 180 km da costa do Rio de Janeiro e opera sua produção em uma profundidade de água de 1900 metros.

É a quinta plataforma a entrar em operação no campo de Búzios, onde já estavam em produção as unidades P-74, P-75, P-76 e P-77.

Búzios é o maior campo em águas profundas do mundo e o conceito atual de desenvolvimento contempla 11 plataformas. Atualmente, seis unidades estão em processo de construção (FPSO Almirante Tamandaré, P-78, P-79, P-80, P-82 e P-83).

A Petrobras é a operadora do campo com 88,99% de participação na jazida compartilhada de Búzios, tendo como parceiras a CNOOC com 7,34% e a CNODC com 3,67%.



Quatro gigantes de petróleo e gás fecham acordo para bloco de exploração no Brasil

Quatro players de petróleo e gás – a brasileira Petrobras, a QatarEnergy do Catar, a francesa TotalEnergies e a malaia Petronas – assinaram um contrato de partilha de produção (PSC) para um bloco de exploração offshore, que foi concedido durante o primeiro ciclo de área aberta do Brasil sob um regime de partilha de produção licitação realizada no Rio de Janeiro no ano passado.



QatarEnergy, TotalEnergies e Petronas conquistaram o contrato de partilha de produção, no primeiro ciclo da rodada de oferta permanente pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em dezembro de 2022. A Petrobras é a operadora desse bloco.

Em atualização na quarta-feira, 31 de maio de 2023, a Petrobras divulgou que assinou o PSC para o bloco em parceria com a TotalEnergies (30%), QatarEnergy (20%) e Petronas (20%).

Além disso, a Petrobras também assinou os contratos de partilha de produção do primeiro ciclo da rodada de ofertas permanentes, realizada por meio de sessão pública em 16 de dezembro de 2022, para os blocos Norte de Brava, onde a

brasileira adquiriu o bloco na íntegra, e Sudoeste de Sagitário, bloco que foi adquirido com 60 por cento de participação em consórcio com a Shell (40 por cento).

Segundo a Petrobras, a assinatura desses contratos reafirma seu foco na exploração e produção de ativos rentáveis e fortalece seu perfil como principal operadora de campos de petróleo localizados em águas profundas e ultraprofundas, potencializando a recomposição de reservas para o futuro.

Em comunicado separado, a TotalEnergies confirmou a assinatura do PSC para o bloco com seus co-empresendores Petrobras, QatarEnergy e Petronas. Cobrindo uma área de 1.300 quilômetros quadrados, o bloco Água Marinha está localizado em lâmina d'água de cerca de 2.000 metros ao largo da costa do Rio de Janeiro, na prolífica Bacia de Campos ao sul do campo de Marlim Sul e a cerca de 140 km da costa. O programa de trabalho inclui a perfuração de um poço de exploração firme durante o período de exploração.

Kevin McLachlan, vice-presidente sênior de Exploração da TotalEnergies, comentou: “A assinatura do PSC expande nossa presença nesta área promissora do pré-sal da Bacia de Campos, ao lado de nossos três parceiros estratégicos, e estamos ansiosos para explorando o bloco e perfurando o prospecto Touro.

“O offshore brasileiro, com seus recursos materiais de baixo custo e baixa emissão, é uma área central para a empresa. Este bloco, juntamente com as duas concessões da bacia do sul de Santos obtidas em 2022, reforça ainda mais nosso portfólio de exploração nesta área de alto potencial.”

O portfólio brasileiro de exploração e produção da petrolífera francesa abrange dez ativos, dos quais quatro são operados.

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.

Ao confirmar a assinatura do PSC, Mohd Redhani Abdul Rahman, vice-presidente de Exploração da Petronas, afirmou: “Este marco reforça o firme compromisso da Petronas em desenvolver e monetizar ativos na Bacia de Campos, para garantir maior alinhamento com nossa agenda de crescimento em um mercado em constante evolução paisagem energética.

“Continuaremos a colaborar estreitamente com a autoridade anfitriã e nossos parceiros para liberar o potencial de hidrocarbonetos do bloco.”



Foto: Divulgação

Entenda o que é a Margem Equatorial Brasileira e do que se trata o licenciamento solicitado ao Ibama



O que é a Margem Equatorial?

A Margem Equatorial é a provável nova fronteira energética do Brasil, que abrange cinco bacias em alto-mar, entre o Amapá e o Rio Grande do Norte. Essa região é uma extensão de bacias na costa da Guiana e do Suriname, na qual já atuam 24 empresas e onde ocorreram 60 descobertas com volume estimado de 11 bilhões de barris.

Qual o objetivo do licenciamento?

A atividade sob licenciamento no bloco FZA-M-59 refere-se à verificação de presença de petróleo em alto mar (cerca de

175 Km da costa do Amapá), mediante realização de perfuração de um único poço, durante apenas cinco meses. Somente após a perfuração desse poço, se confirmará o potencial do ativo, a existência e o perfil de eventual jazida.

Se confirmada a viabilidade comercial do petróleo eventualmente existente no bloco exploratório, será necessária a obtenção de um novo processo de licenciamento ambiental junto ao Ibama para permitir que o Bloco FZA-M-59 se torne um campo produtor com a consequente instalação das atividades necessárias para a produção de petróleo.

O poço está localizado na Amazônia ou na Foz do Rio Amazonas?

A bacia onde o bloco foi licitado foi chamada pela ANP de Bacia do Foz do Amazonas. A atividade de perfuração exploratória em alto mar pretendida será realizada a mais de 500 Km da Foz do Rio Amazonas (distância semelhante a que separa as cidades de São Paulo e Rio de Janeiro), em uma profundidade de oceano acima de 2.800 metros.

Nesta área, não há nenhum registro de existência de unidades de conservação próximas, terras indígenas, nem está localizada em local próximo a rios, lagos, várzeas ou sistema de recifes.

A Petrobras pretende perfurar na foz do rio Amazonas?

Não. O bloco está localizado em águas profundas no mar do Amapá, a 160 km da costa do estado e a mais de 500 Km a noroeste da foz do Rio Amazonas (distância semelhante a que

separa as cidades de São Paulo e Rio de Janeiro), em uma profundidade de oceano acima de 2.800 metros

Por que desenvolver a Margem Equatorial brasileira?

A exploração de petróleo na Margem Equatorial abrirá uma importante fronteira energética para o país, que se desenvolverá de forma integrada com outras fontes de energia e contribuirá para que o processo de transição energética ocorra de forma justa, segura e sustentável.

Novas fronteiras, a exemplo da Margem Equatorial, são essenciais para a garantia da segurança e soberania energética nacional, visto que, apesar de decrescente, a demanda global de petróleo se mantém essencial em todos os cenários alinhados ao Acordo de Paris.

Mesmo em cenários de transição energética acelerada, a demanda de petróleo para o Brasil e região é crescente, passando por um pico em 2030, mas maior em 2050 do que em 2021.

Neste sentido, se torna essencial investir nas atividades de produção de petróleo que são mais eficientes e com menos emissões, como as desenvolvidas pela Petrobras por meio de suas tecnologias de descarbonização que colocam a empresa entre as mais eficientes do mundo.

Além disso, a responsabilidade socioambiental da Petrobras nas regiões onde atua vai assegurar o avanço do conhecimento da região e a adoção de medidas apropriadas de conservação e gestão ambiental.

Em caso vazamento, há risco de o petróleo chegar à costa?

Comprometida com o rigor das análises, a Petrobras utilizou as técnicas e sistemas mais modernos para modelar e projetar eventual dispersão de óleo no mar, seguindo os requisitos do Termo de Referência emitido pelo Ibama. Foram realizadas duas modelagens (2015 e 2022), ambas aprovadas pelo Instituto, e os resultados indicam que não há probabilidade de toque na costa.

Além disso, o Ibama afirmou, em parecer técnico, que o plano da Petrobras para resposta à emergência é robusto.

Em 15/02/23, a equipe técnica do Instituto afirmou que “o plano de emergência conceitual para a atividade de perfuração do Bloco FZA-M-59 apresenta-se alinhado com as solicitações da equipe técnica. Demonstra ter opções de ferramentas, comunicação/ articulação prévia com países potencialmente afetados e opções de técnicas de resposta adequadas aos cenários acidentais previstos.

Os estudos que a Petrobras fez sobre a direção do óleo em caso de vazamento estão defasados?

Não. A companhia atualizou a modelagem de óleo (modelo matemático empregado para estudar o movimento das correntes marinhas e ventos) no final de 2022, incorporando os avanços computacionais ocorridos nos últimos anos, tais como a atualização de programas de simulação e novos dados de correntes marinhas e ventos não disponíveis à época da elaboração da modelagem até então presente no processo de licenciamento.

O estudo atualizado comprovou os resultados anteriores, confirmando as premissas adotadas para condução do processo, e foi aprovado pelo Ibama.

Quanto tempo levaria o socorro da Petrobras à fauna local em caso de vazamento?

Todas as modelagens realizadas para o bloco FZA-M-59 não indicam a probabilidade de toque de óleo no litoral brasileiro e, mesmo assim, a estrutura proposta pela Petrobras prevê ações de resposta costeira à fauna, incluindo monitoramento e atendimento veterinário.

O tempo de socorro via navegação até a base do Oiapoque é de 12 horas e de 24 horas até Belém. Se necessário, podem ser usadas também aeronaves que reduzem o tempo entre 4 e 6 horas até Belém. Em todos os casos, o tempo de socorro é inferior às 24 horas balizadas pelo Manual de Boas Práticas.

Serão mais de 100 profissionais dedicados à proteção animal, incluindo médico veterinário. Também foram disponibilizadas embarcações velozes para atendimento de fauna equipadas com contêineres climatizados e equipamentos para estabilização de animais, todas permanentemente dedicadas à operação. Além das embarcações, a Petrobras já comprometeu outros recursos, tais como aeronaves de monitoramento e resgate aéreo, além de unidades de recepção de fauna.

Qual o impacto das atividades na Bacia do Foz do Amazonas para as comunidades indígenas?

Não há impactos diretos. Mesmo assim, atendendo a pedido do Ibama, a Petrobras alterou as rotas de voos e altitude das aeronaves no Aeroporto que já opera na região homologado pela ANAC. As rotas hoje passam a uma distância mínima de 13 km da aldeia indígena mais próxima. Em média, serão realizados 2 voos diários.

Em maio de 2023, foi reconhecido em Audiência Pública pelo representante do Conselho de Caciques do Oiapoque (CCPIO) que os ruídos dos voos foram sanados, através de conversa com

a Petrobras para mudança da rota das aeronaves.

O que é a AAAS? É necessária a realização de AAAS para este licenciamento?

AAAS é a Avaliação Ambiental em Área Sedimentar, isto é, a Avaliação Ambiental Estratégica do Setor de Óleo e Gás. É um estudo de planejamento setorial, cuja responsabilidade é compartilhada entre MME e MMA. Não cabe à Petrobras realizar esse tipo de avaliação.

Em parecer técnico, o Ibama já reconheceu que não há embasamento legal para cobrar a realização da AAAS como condição para emissão da licença de operação para perfuração. O órgão informou que “não há instrumentos jurídicos para justificar a recomendação de não emissão de licenças ambientais de perfuração exploratória até que seja realizada uma avaliação ambiental estratégica – como a AAAS.”

Além disso, o STF já reconheceu que “a viabilidade ambiental de certo empreendimento é atestada não pela apresentação de estudos ambientais e da Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS), mas pelo procedimento de licenciamento ambiental, no qual se aferem, de forma específica, aprofundada e minuciosa, a partir da Lei n. 6.938/1981, os impactos e riscos ambientais da atividade a ser desenvolvida”.

A Petrobras está disposta a colaborar com os órgãos responsáveis na elaboração da AAAS ou estudos regionais para a etapa de produção.

Por que a Petrobras protocolou pedido ao Ibama de reconsideração da decisão de indeferimento da licença ambiental para perfuração de um poço no bloco FZA-M-059?

Por meio do pedido de reconsideração, a Petrobras solicita posicionamento do Ibama quanto às melhorias apresentadas

petróleo e gás (continuação)

pela companhia e, com a sua validação, espera seja que designada data para realização da Avaliação Pré-Operacional – APO (simulado de emergência in loco), a fim de comprovar em campo sua capacidade de resposta a uma situação emergencial que porventura venha a ocorrer na atividade de perfuração exploratória.

A Petrobras segue comprometida com o desenvolvimento da Margem Equatorial. Neste sentido, a companhia vem empenhando todos os esforços na obtenção desta licença de perfuração no bloco FZA-M-059, onde se compromete a atuar com segurança e total respeito e cuidado com o meio ambiente e com a população da região.

Qual a estrutura montada pela Petrobras para o processo de perfuração de um poço?

Petrobras dispõe de estrutura de resposta única no Brasil para este projeto:

12 embarcações:

– 6 embarcações para contenção de óleo com capacidade total de recolhimento de óleo de 8.900 m³/dia, bem acima do que é exigido pelo CONAMA 398 que é de 6.400 m³/dia;

– Dentre as 6 embarcações, 2 embarcações de prontidão ao lado da sonda para recolhimento de imediato de óleo;

– 2 embarcações equipadas com profissionais, contêiner climatizado e equipamentos para estabilização da fauna;

– 4 embarcações para monitoramento costeiro e resgate de fauna

5 aeronaves para monitoramento, transporte e resgate aéreo;

100 profissionais especializados;

Estrutura nacional para proteção da costa;

Articulação com países da região;

Sistemas avançados de contenção de óleo;

Sistema de bloqueio de vazamentos de poços (Capping);

Estrutura dedicada de coordenação e resposta a emergências;

Reabilitação de animais em caso de vazamento.

A Petrobras se comprometeu a disponibilizar duas bases de atendimento à fauna: uma em Belém que já está pronta e outra no Oiapoque, que será ampliada. A empresa já conta com mais de 100 profissionais dedicados à proteção animal.

Quais são os compromissos socioambientais assumidos pela Petrobras no projeto?

Para Margem Equatorial, o compromisso com a Responsabilidade Social e projetos ambientais é refletido nos mais de R\$ 60 milhões que serão investidos em Projetos Socioambientais até 2027.

A Petrobras está implementando desde junho de 2022, por exemplo, projeto de monitoramento de desova de tartarugas em praias dos estados do Amapá e Pará, monitoramento de aves costeiras e migratórias da região, ações de proteção da biodiversidade e ações de educação ambiental, projetos de monitoramento e atendimento à fauna local, gerenciamento de resíduos, controle e monitoramento de efluentes e diversas outras ações de proteção da biodiversidade.

Além disso, a companhia realizou um amplo mapeamento de áreas sensíveis da região, e será disponibilizado todos os dados de

monitoramento ambiental em sites para a comunidade científica, além de planejar ações para: (i) Caracterização ambientais de ecossistemas na Margem Equatorial; (ii) Projeto de Caracterização Regional das Bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão e Barreirinhas; (iii) Estudo socioambiental das comunidades tradicionais extrativistas marinhas das regiões de manguezal da costa, contendo a caracterização da população, do uso e do aproveitamento dos recursos pesqueiros; (iv) Mapeamento dos manguezais e; (v) Quantificação da capacidade de estoque de carbono nos manguezais.

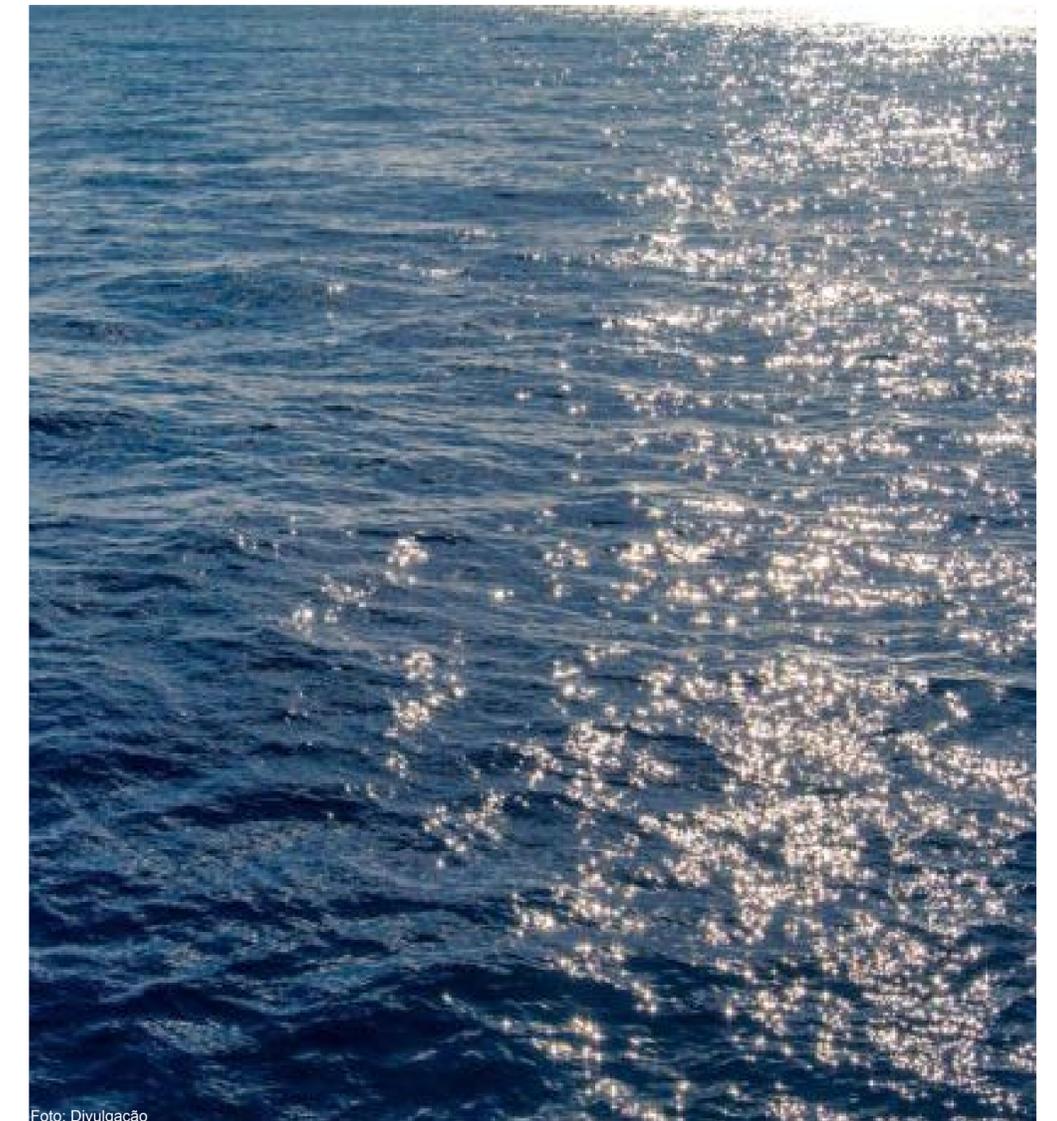


Foto: Divulgação

Jean Paul Prates debate novas oportunidades do setor com presidente da Bolívia



Foto: Divulgação

O presidente da Petrobras, Jean Paul Prates, tratou, com o presidente da Bolívia, Luis Arce, do futuro da exploração de gás e do petróleo na América do Sul. As autoridades participaram do encontro de líderes dos países da América do Sul, realizado pelo Governo Federal, no Palácio do Itamaraty, em Brasília.

Jean Paul afirmou que a companhia pretende estudar novos negócios na área de exploração e de gás. Prates reforçou, ainda, que as empresas que têm o estado como sócio majoritário, a exemplo da Petrobras e da YPF, são extremamente necessárias para a transição energética no mundo.

“Estamos preparando a Petrobras para uma nova fase em refino. Queremos visitar países vizinhos, como Bolívia,

Venezuela e Guiana, e debatermos alguns pontos como os termos contratuais, novas potencialidades de exploração de gás e a preparação das empresas para a transição energética”, disse Prates.

Prates destacou também que nesta semana a Petrobras, em parceria com a Refinaria Riograndense, irá realizar testes industriais para a geração de produtos petroquímicos e combustíveis de origem 100% renovável. A tecnologia representa uma nova oportunidade para o biorrefino no país.

Para o presidente da Bolívia, Luis Arce, a reunião significou um

novo tratamento que a Petrobras e o governo brasileiro estão dando ao país. O dirigente destacou que a Bolívia está à disposição para sentar e buscar soluções conjuntas para os dois países.

Jean Paul Prates e o presidente da Bolívia, Luis Arce, terão uma nova reunião no segundo semestre, na Bolívia, com data a definir, para tratar dos acordos comerciais entre os países. A reunião contou ainda com a presença do Diretor Executivo de Exploração e Produção da Petrobras, Joelson Falcão, e do Gerente-Executivo de Relações Institucionais, João Paulo Madruga.



Foto: Divulgação

WEG fornece tintas para embarcação BGL 2 da Internacional Marítima

A companhia forneceu mais de 11 mil litros de tintas garantindo resistência e durabilidade à embarcação.



Foto: Divulgação

A empresa Internacional Marítima é uma empresa brasileira líder em serviços de apoio marítimo e portuário, com mais de 35 anos no mercado e a mais de cinco anos utiliza as tintas WEG em sua frota.

A embarcação BLG 2, originalmente destinada ao lançamento de jaquetas de até 8000 t sendo reclassificada ao apoio de trabalhos em navegação oceânica, estará recebendo uma nova pintura de restauração e proteção em uma área de 9mil m² de costado, fundo e convés.

A WEG Tintas está fornecendo mais de 11mil litros de tintas para pintura da embarcação. São tintas de alta performance, que oferecem resistência e durabilidade.

Entre os produtos fornecidos à Internacional Marítima, contamos com o Shop primer da linha WEGZINC 401, o primer de acabamento epóxi WEGPOXI WET SURFACE 89 PW, tintas da linha WEG TIE COAT e a tinta anti-incrustante W-ECOLOFLEX

SPC 200. Soluções ideais para aplicações marítimas.

“A WEG já tem uma longa parceria com a Internacional Marítima e os estaleiros do grupo foram um dos fatores determinantes para escolher as tintas WEG para esse grande projeto.” Richard Ferraz – Gestor Unidade INC (Indústria Naval Catarinense) de Navegantes.



Foto: Divulgação

Estaleiro chinês entrega novo FPSO gigante da MODEC destinado ao Brasil



A Dalian Shipbuilding (DSIC), parte da China State Shipbuilding Corporation (CSSC), entregou uma embarcação flutuante de armazenamento e descarga (FPSO) com destino a um campo operado pela Equinor no Brasil.

Em junho de 2021, a Equinor tomou a decisão final de investimento (FID) para o projeto Bacalhau no valor de US\$ 8 bilhões. Poucos dias depois, a MODEC confirmou oficialmente a adjudicação do contrato com a Equinor para entregar a engenharia, aquisição, construção e instalação do FPSO Bacalhau. O contrato oficial foi baseado em um contrato de compra e venda (SPA) para o FPSO, assinado entre a Equinor e a MODEC em janeiro de 2020.

Conforme explicado quando o primeiro aço para o FPSO foi cortado pelo estaleiro chinês BOMESC, a embarcação marcaria a primeira aplicação do casco M350 da MODEC, um casco de nova geração para FPSOs, design de casco duplo completo. Ele foi desenvolvido para acomodar um

topside maior e uma capacidade de armazenamento maior do que os navios-tanque VLCC convencionais, com uma vida útil de projeto mais longa. Segundo a MODEC, esta embarcação será uma das maiores já entregues ao Brasil.

Em uma atualização recente, a Dalian Shipbuilding confirmou que o FPSO Bacalhau foi oficialmente entregue em 26 de maio de 2023, como o sétimo novo FPSO construído pelo player chinês. De acordo com Dalian, este FPSO é o primeiro projeto de engenharia offshore ultragrande do mundo projetado usando as especificações mais recentes da Det Norske Veritas (DNV), que pode atender às condições ambientais marinhas especiais no Brasil, África Ocidental, Austrália e outras regiões.

Além disso, a embarcação é adequada para operações de desenvolvimento de petróleo e gás em muitas áreas marítimas ao redor do mundo e reduz os custos operacionais do proprietário. O FPSO tem 364 metros de comprimento, 64 metros de largura e 33 metros de profundidade, calado projetado de 22,65 metros, deslocamento de mais de 460 mil toneladas e área de convés de 17,4 mil metros quadrados, equivalente a três campos de futebol padrão.

“Todas as partes cooperaram estreitamente e no espírito de ‘uma equipe, um objetivo’ superaram em conjunto o impacto da mão de obra e da cadeia de suprimentos, etc. e, finalmente, alcançaram o reboque. Todas as partes fizeram grandes esforços e escreveram um novo capítulo de cooperação sincera”, destacou Dalian Shipbuilding.

Com uma capacidade de produção de 220.000 barris por dia, o que equivale a uma planta terrestre de processamento de petróleo e gás com uma área de 10 quilômetros quadrados, o peso do módulo superior de tratamento de petróleo e gás do FPSO Bacalhau

atinge 50.000 toneladas, todo o A embarcação tem até 34.000 tubos, pesando cerca de 4.000 toneladas, e o comprimento total dos cabos é de cerca de 800.000 metros, o que equivale à distância em linha reta de Dalian a Xangai.

Além disso, o FPSO precisa apenas de um baixo nível de manutenção e atende ao requisito de não atracar por 30 anos. São 22 tanques de óleo de carga, com capacidade de armazenamento de óleo de carga total de 2 milhões de barris.

A embarcação será implantada no campo de Bacalhau, situado em duas licenças, BM-S-8 e Norte de Carcará, na região do pré-sal da Bacia de Santos, em lâmina d’água de 2.050 metros, a aproximadamente 185 quilômetros da costa de Ilhabela, São Paulo, Brasil.

O desenvolvimento de Bacalhau, que será composto por 19 poços submarinos vinculados ao FPSO, possui reservas recuperáveis de mais de dois bilhões de barris de óleo equivalente (boe), incluindo a área de Bacalhau Norte. O início da produção está previsto para 2024.



Petrobras investe R\$ 600 milhões na maior campanha sísmica em águas ultraprofundas do mundo

Área mapeada, no campo de Tupi e na área de Iracema, corresponde a mais de duas vezes a extensão da cidade de São Paulo.

A Petrobras investiu R\$ 600 milhões na maior campanha sísmica em águas ultraprofundas do mundo, concluída no fim de abril no campo de Tupi e na área de Iracema, no pré-sal da Bacia de Santos, litoral Sudeste brasileiro.

Com duração de um ano, as operações cobriram uma área de 3.164 km², equivalente a mais de duas vezes a cidade de São Paulo. A empresa que adquiriu os dados foi a Shearwater.

Tupi, por exemplo, foi o primeiro campo descoberto no pré-sal da Bacia de Santos. Passados 13 anos desde que a Petrobras iniciou seu desenvolvimento, ainda é o ativo com maior produção em águas ultraprofundas da indústria mundial.

“Foi no campo de Tupi onde impulsionamos nossa jornada no pré-sal, quebrando uma série de paradigmas, desenvolvendo novas tecnologias e abrindo caminho para uma nova fronteira exploratória.

Desde então, acumulamos feitos e essa campanha de sísmica foi um deles”, disse o gerente executivo de Exploração da Petrobras, Jonilton Pessoa.

Com os dados sísmicos coletados, a Petrobras pretende mapear novas oportunidades para impulsionar projetos complementares de desenvolvimento de Tupi e Iracema.

“Essa campanha de sísmica permitirá a identificação não só de óleo remanescente na área, mas também de novos alvos para projetos complementares.

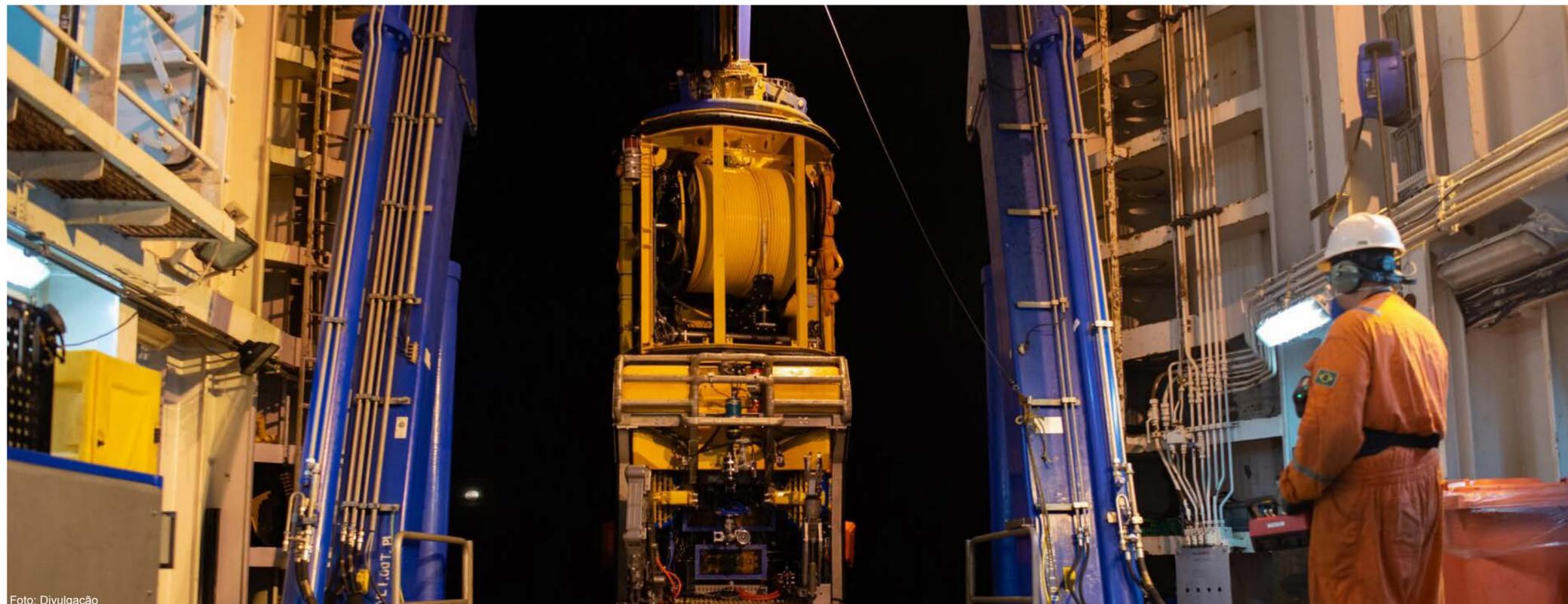


Foto: Divulgação

A expectativa é que os dados sísmicos forneçam imagens das áreas mais complexas da região”, complementou Jonilton.

Essa aquisição sísmica vai gerar em torno de 400 terabytes de dados (equivalente ao armazenamento de 2000 notebooks tradicionais), que serão utilizados para gerar a imagem das camadas de rocha.

Para a campanha, a Petrobras mobilizou quatro navios de sísmica, duas embarcações de apoio e três robôs offshore para operações remotas (ROV). Ao todo, aproximadamente 140 pessoas se envolveram nas operações de sísmica.

Redução de emissões

A companhia utilizou três fontes sísmicas simultaneamente (triple source), solução que já vem adotando desde 2021 para aumentar a eficiência e acelerar as campanhas. Com a inovação, a companhia reduziu em cerca de 30% a duração da campanha em Tupi e Iracema, permitindo, por consequência, a redução de praticamente 30% nas emissões de gases de efeito estufa.

O Consórcio de Tupi é formado pela Petrobras (67,216%), Shell (23,024%), Petrogal (9,209%) e PPSA (0,551%).

A construção naval e o setor de petróleo e gás

Por Ivan Leão, diretor da Ivens Consult.



O setor de petróleo e gás é considerado o principal contratante de indústria de construção naval brasileira. É o que reiterou o Sindicato da Construção e Reparação Naval e Offshore (Sinaval) em documento enviado ao Governo, em abril de 2023, propondo a retomada da construção local de navios e plataformas de produção de petróleo offshore.

O Sinaval elenca os números que apoiam essa visão: estudo da Pré-Sal Petróleo (PPSA), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), estima uma produção acumulada de 7,7 bilhões de barris petróleo no Brasil até 2032. Para tanto são esperados investimentos da ordem de U\$ 72,5 bilhões ao longo desse período (com pico em 2028, quando serão

aplicados U\$11,3 bilhões. Segundo a PPSA, de 2023 a 2030 serão demandados 21 novos FPSOs (Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência) e 319 poços.

O Conselho de Administração da Petrobras aprovou em 31 de maio os elementos básicos do Plano Estratégico 2024-2028, incluindo investimentos entre 6% e 15% do total em projetos de baixo carbono. Demonstra a adesão ao conceito da transição energética em direção a fontes renováveis, seguindo exemplo de outras grandes petroleiras internacionais.

Mas a exploração e produção de petróleo e gás permanece como objetivo principal, assim como o aumento do valor de portfólio, reposição das reservas e a exploração de novas fronteiras para aumentar a oferta de gás natural. No segmento de refino, transporte e comercialização propõe atuação de forma competitiva, aumentando valor no aprimoramento do parque industrial local e da rede de fornecedores de logística.

Os investimentos devem ser financiados pelo fluxo de caixa operacional da Petrobras, por meio de parcerias que permitam compartilhar riscos e tecnologias. Tais projetos deverão buscar o retorno do investimento e a redução do custo de capital.

Também em 31 de maio a Petrobras informou a assinatura de contratos de Partilha de Produção do 1º Ciclo da Rodada de Licitações da Oferta Permanente, realizada em dezembro de 2022. Foram firmadas as parcerias para a exploração dos blocos **Água Marinha** – com a TotalEnergies (30%), Qatar-Energy (20%) e Petronas (20%) e **Sudoeste de Sagitário** – com a Shell (40%). A Petrobras adquiriu integralmente o bloco **Norte de Brava**.

A diretora de exploração e produção da Shell, Zoe Yujnovich, em

entrevista ao jornalista Fabio Palmigiani, correspondente no Brasil da revista Upstream, em 2 de junho, reafirmou compromisso com o desenvolvimento de petróleo e gás no Brasil, apesar da surpresa do recente imposto de exportação de petróleo. A Shell é a segunda maior produtora de petróleo e gás no país, atrás da Petrobras.

Novas expectativas

As decisões de voltar a construir plataformas de produção de petróleo offshore, do tipo FPSO, no Brasil deverão incluir as parceiras internacionais nos blocos exploratórios no quais participam com a Petrobras. Esse não é necessariamente um empecilho, mas exigirá comprovação de vantagens competitivas.

O presidente da Transpetro, Sérgio Bacci, confirma a decisão de construir navios petroleiros e aliviadores em estaleiros locais. A empresa estudará, até o final do primeiro semestre, as condições e as características dos navios para a ampliação da frota da companhia.

Esse é o prazo do grupo de trabalho, criado na primeira reunião da nova diretoria, realizada no final de abril. O GT definirá as demandas de navios e quais os estaleiros que podem construí-los. A Transpetro com a Petrobras e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) discutirão financiamentos.

Os 26 navios próprios em operação correspondem às entregas do Programa de Modernização e Expansão da Frota da Transpetro (Promef), construídos em estaleiros locais. A idade média da frota da Transpetro atualmente é de oito anos, sendo que um petroleiro costuma operar, em média, entre 20 e 25 anos.

matéria de capa (continuação)

As oportunidades imediatas aos estaleiros locais estarão na expansão da frota de 10 navios aliviadores (shuttle tankers), todos afretados do exterior, que vai aumentar diante das novas plataformas de produção offshore previstas.

O presidente da Transpetro solicitou à Controladoria-Geral da União (CGU) e o Tribunal de Contas da União (TCU) uma análise sobre a situação dos estaleiros nacionais para uma eventual participação em concorrências futuras para a construção de navios. A lista apresentada inclui empresas e estaleiros instalados em diferentes regiões do país: Estaleiro Atlântico Sul/EAS e Vard Promar (PE); Mauá, KeppelFels e grupo Synergy (RJ); Ecovix- Estaleiro Rio Grande/ERG, QGI e EBR (RS), Jurong (ES) e Enseada (BA).

Sergio Bacci apontou os modelos adotados pela Marinha do Brasil nos processos para contratação do navio de apoio Antártico (NapAnt) e das quatro fragatas classe Tamandaré como um formato bem-sucedido. É baseado em sondagens de mercado (RFI — request for information) e na formação de uma sociedade de propósito específico (SPE) para assinatura e execução do contrato.

A esse sistema deve se agregar a Câmara Setorial de Equipamentos Navais, Offshore e Onshore da Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos (CSENO /Abimaq), que participou da inclusão das empresas locais nos fornecimentos de equipamentos e sistemas aos contratos da Marinha Brasileira.

Construção local

Na construção de plataformas e módulos, o documento do Sinaval aponta que os estaleiros locais participaram, total ou parcialmente, da construção no Brasil de 19 unidades de produção offshore. A integração de módulos realizada localmente foi uma atividade ampliada em função do aumento dos índices de conteúdo local e sua segregação por

subatividades.

Na construção de plataformas do tipo FPSO para os blocos da cessão onerosa, o Sinaval aponta os seguintes resultados:

P-66 – Construção do casco no ERG; construção e integração de módulos na BrasFELS.

P-68 – Construção do casco no ERG; construção e integração de módulos na Jurong Aracruz.

P-69 – Construção do casco na China; construção e integração de módulos na BrasFELS.

P-71 – Construção do casco na China; construção e integração de módulos na Jurong Aracruz.

P-74 – Conversão do casco no Inhaúma-Enseada; engenharia, suprimentos, construção e integração do topside no EBR.

P-75 – Construção na China, integração de módulos na QGI.

P-76 – Conversão do casco no Inhaúma-Enseada; construção e integração de módulos na Techint-Ferrosthäl.

P-77 – Construção na China; construção e integração de módulos na QGI.

Preços do petróleo e decisões de investimento

O preço do barril do petróleo de US\$ 100, alcançado em 2022, assegurou lucros recordes para as empresas petroleiras, incluindo a Petrobras. Já no final do ano a tendência o preço recuava, com o barril do Brent (um dos parâmetros do mercado) atingindo US\$ 72,50 no final de maio. Ocorreu uma desorganização do mercado influenciada pelos descontos oferecidos pela Rússia, pela expansão das fontes renováveis e pelo aumento da produção em países participantes ou não da OPEP.

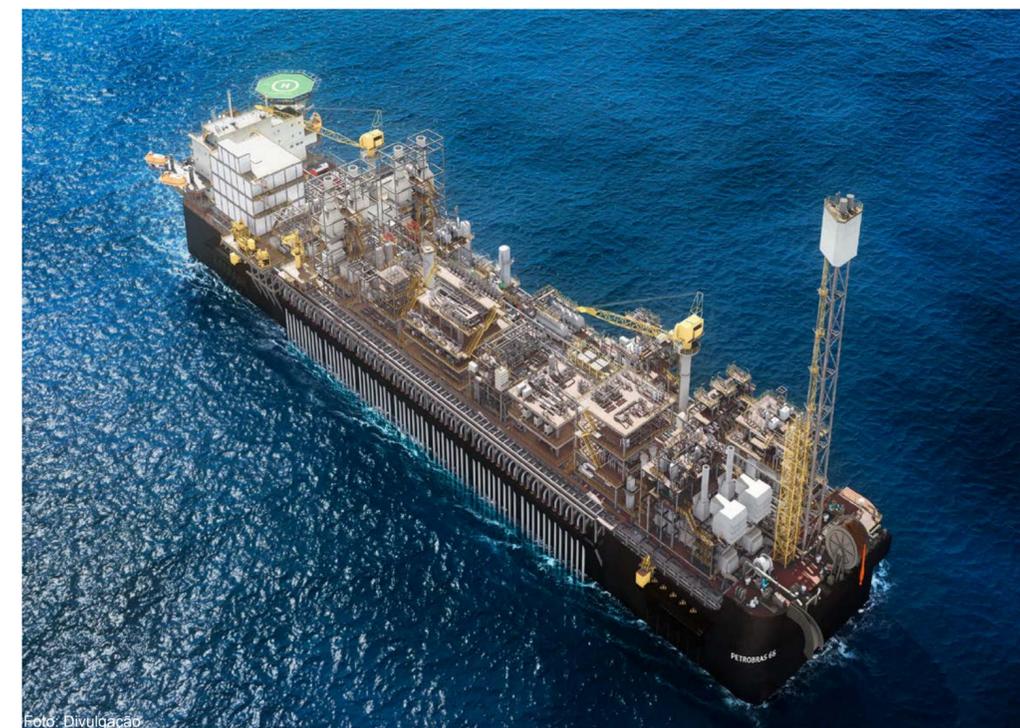
Em 5 de junho, a revista Upstream informou a decisão da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep), na sua 35ª reunião, realizada em Viena, de cortar mais um milhão de barris/dia da produção, a partir de julho, até 2024.

O preço do barril do Brent, em 5 de junho, chegou a US\$ 77,50.

O OPEP representa cerca de 40% da produção total do petróleo mundial, suas decisões causam grande impacto. Mas, existe uma corrida para extrair o máximo possível de petróleo do subsolo, diante de possibilidade de as restrições contra as emissões de carbono reduzam ainda mais o preço do barril, até 2030.

O preço do barril é um fator que as petroleiras levam em consideração nas suas decisões de investimento. As restrições aos combustíveis fósseis são mais agudas na Europa. As baixas restrições na África estão atraindo investimentos internacionais para as reservas offshore de países do continente.

A questão, no Brasil, é o tipo de restrição que a produção de petróleo pode sofrer e seu impacto nas decisões de investimento não só da Petrobras como seus parceiros. A diretora da Shell afirmou que o aumento sobre a exportação de petróleo não mudou seus compromissos de investimento no país. A Petrobras mantém sua posição de poio à indústria naval. Em meio a tudo isso, outro fator pode causar impactos nos esforços de retomada dos estaleiros: as decisões sobre a Margem Equatorial.



Mercado de petróleo e naval em Macaé - RJ conta com serviços de ponta em gases industriais

Com o objetivo de aumentar a capacidade de armazenamento e distribuição de produtos, a Air Products inaugura seu novo sale center para atendimento aos segmentos onshore e offshore.



Foto: Divulgação

O mercado offshore para as indústrias de petróleo e naval tem estado aquecido na região fluminense do Rio de Janeiro, já que atrai investidores, gera oportunidades de empregos e de novos projetos. O estado possui projetos em fase de licenciamento no Ibama com potencial para alcançar cerca de 27,5 GW de potência.

Soma-se a esse bom momento o recente anúncio do governo estadual de um investimento da ordem de US\$ 85 bilhões na geração de energia em alto mar nos próximos anos, já com foco em projetos de energia eólica e hidrogênio verde.

Uma das empresas, que atua na região atendendo esse mercado há mais de 10 anos, é a Air Products, multinacional especializada em gases industriais, especiais e medicinais, que fornece uma completa linha de gases e soluções para o segmento onshore e offshore. A companhia também atende empresas em todo o mundo que usam a tecnologia para exploração, mergulho saturado, fabricação, produção e

inspeção, reparo e manutenção submarina (IRM).

“Fornecemos oxigênio, argônio, nitrogênio, hélio e misturas para mergulho, proporcionando qualidade e segurança nas operações offshore. Mergulhadores e soldadores beneficiam-se da qualidade e do alto nível de produtividade com a utilização dos nossos gases e confiam na pureza e na precisão de nossas misturas. Nossos gases especiais também são aplicados em análises de laboratório e processos de calibração”, conta Fabio Godoi, Gerente de Vendas Packaged Gases da Air Products.

Segundo ele, no setor offshore os clientes esperam entregas pontuais e serviços confiáveis, especialmente em situações de emergência. “Nossos serviços de pós-venda incluem o fornecimento regular de certificados de análises e rastreamento de cestas”, afirma.

E completa: “temos uma linha dedicada de cestas offshore com 16 cilindros interconectados por manifold. Além disso, a Air Products fornece baskets usados para transporte de cilindros individuais, todos os equipamentos em conformidade com os padrões mais recentes exigidos pelo segmento offshore, incluindo o padrão DNV (norma 2.7-1) e ABNT 12274”, diz.

Inauguração

Com o objetivo de aumentar a capacidade de armazenamento e distribuição de produtos, a Air Products inaugurou, em 11 de maio, seu novo sale center para atendimento aos segmentos onshore e offshore, na cidade de Macaé, região Norte Fluminense (RJ).

Segundo Marcus Silva, Gerente Geral Brasil e Argentina, a adequação às políticas de segurança da empresa e a melhor utilização do espaço, com atualização do layout de carga e descarga, são os grandes impulsionadores da mudança.

“Com a otimização do processo de armazenamento e distribuição teremos vantagens aos clientes, que contarão com ainda mais flexibilidade no atendimento, já que haverá diminuição do lead time de entregas regulares e melhor capacidade de atendimentos emergenciais. Além disso, haverá maior mix de produtos e melhor acessibilidade a clientes que retiram os produtos com transportadora cadastrada, bem como a expansão da rota às regiões mais próximas”, esclarece Silva.

E ainda reforça: “na questão da segurança, a nova área de armazenamento de inflamáveis está conforme com a norma do Corpo de Bombeiros. O espaço é amplo e conta com melhor acessibilidade e manobra para as carretas, além de ter cobertura na área para carga e descarga, o que mitiga o risco de acidentes com movimentação sob chuva e maior cobertura do monitoramento 24 horas”.

Os principais produtos e serviços oferecidos pela Air Products na região são as linhas de gases especiais puros e as misturas para processos e calibração, gases em cestas para mergulho, gases industriais para soldagem e oxicorte e cestas offshore DNV, de nitrogênio e hélio. “Com isso, atendemos as aplicações de nitrogênio para inertização, purga e teste de vazamento e de hélio em liquetest para detecção de vazamentos nas tubulações das plataformas”, conclui.

Capacidade inventiva brasileira em exposição

Entrevista – Eduardo Costa, CEO da ouronova

Por Julia Vaz



Foto: Divulgação

É o que a deep tech brasileira ouronova vem fazendo em eventos técnicos nacionais e internacionais da indústria de óleo e gás, respaldada no reconhecimento do setor e de premiações.

“Compartilhar nossas inovações, experiência e o conhecimento consolidados nesses 13 anos de atuação em um dos principais mercados do mundo é mandatório em uma indústria que precisa, cada vez mais, atuar em sinergia”, afirma o CEO da ouronova, Eduardo Costa.

Oil & Gas Brasil: A ouronova participou em junho de um evento sobre descomissionamento de poços em Aberdeen, promovido pela Society of Petroleum Engineers (SPE), menos de um mês depois de ter participado da Offshore Technology

Conference (OTC), fazendo apresentações em ambos os eventos. Vocês têm reforçado a participação em congressos com que objetivo?

Eduardo Costa: Somos uma empresa de base tecnológica com expertise consolidada no desenvolvimento de inovações para o setor de óleo e gás, tanto individualmente como em parcerias com players do setor e universidades. A academia está no nosso DNA, uma vez que fomos formados a partir da reunião de cinco spin-offs da PUC-Rio.

E a indústria de óleo e gás sabe que é fundamental envolver empresas com forte capacidade inventiva no desenvolvimento de soluções para os crescentes desafios nas atividades de exploração e produção de óleo e gás, incluindo aqueles que têm um viés ambiental importante no que diz respeito às mudanças climáticas, à descarbonização.

Com isso não apenas estamos gerando inovação como também ampliando e gerando conhecimento, além de consolidar expertise. E esse conhecimento precisa ser compartilhado em ambientes apropriados, como os congressos técnicos, que nos permitem agregar novas informações e ainda ter uma percepção do que vem sendo feito no mundo afora e os desafios do mercado.

Enfim, nada mais natural que compartilhar nossas soluções e o conhecimento adquirido nesses 13 anos de atuação em um dos principais mercados do mundo no setor de óleo e gás, e que faz uso intensivo de tecnologias, demandando inovação contínua.

Oil & Gas Brasil: **Na OTC 2023 vocês abordaram que tema?**

Eduardo Costa: Participamos da sessão técnica **Flow Assurance: Advances in Risk Assessment and Remediation Strategies**, que teve como objetivo aprofundar a discussão em torno de soluções para a garantia do escoamento, fator-chave na exploração e produção de petróleo em bacias marítimas, principalmente em águas ultraprofundas, como o que temos hoje no pré-sal. O nosso especialista Bruno Greco apresentou o paper **Simulations and Experimental Comparison for a High-Power Laser Tool To Dissociate Hydrate on Oil and Gas Production Equipment in Deep Water**, tecnologia desenvolvida em parceria com a Petrogal/Galp e a PUC-Rio, com recursos da cláusula de PDI da ANP. Essa tecnologia utiliza laser de alta potência para aquecer regiões de equipamentos submarinos onde há formação de hidratos, dissociando-o, desta forma. Saiba mais clicando aqui: <https://ouronova.com/ferramenta-de-dissociacao-de-hidrato/>



Foto: Divulgação

Oil & Gas Brasil: **E quais soluções a ouronova apresentou no SPE Well Decommissioning?**

Eduardo Costa: Estreamos nesse evento da SPE Aberdeen sobre descomissionamento de poços participando de duas sessões. Isso porque o descomissionamento de poços é um ponto crítico nesse processo, pois demanda uma série de requisitos de segurança antes do plug e abandono. Na sessão

Barrier Verification o nosso data science, Guilherme Bessa Ferreira apresentou o paper Machine Learning Assisted Cement Integrity Evaluation During Plugging and Abandonment Operations. E o nosso engenheiro especialista em intervenção em poços, Sandro Márcio Vicente Maciel, falou no **TechBite** sobre o WellRobot - a Disruptive Solution to Enable Cost Reduction in Well Interventions and P&A. É importante lembrar que o WellRobot conquistou o prêmio de Inovação Tecnológica da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em 2020 e foi um dos finalistas do World Oil Awards 2022. As duas tecnologias estão sendo desenvolvidas em parceria com a Repsol Sinopec Brasil, com recursos da cláusula de Pesquisa Desenvolvimento & Inovação (PDI) da ANP.



Time da ouronova na SPE Aberdeen - Antônio de Souza Rodrigues, Sandro Márcio Maciel, Guilherme Bessa e Isabel Giron Camerino.

Oil & Gas Brasil: **Ter papers em eventos rigorosamente técnicos, como o congresso da OTC e a conferência da SPE em Aberdeen não são apenas uma oportunidade de expor as soluções tecnológicas da ouronova...**

Eduardo Costa: Representa muito mais: é o reconhecimento de nossa expertise e da maturidade de nossa inventiva. Os papers são submetidos a uma comissão técnica integrada por especialistas de várias organizações do setor, incluindo a academia e associações profissionais e governamentais. A aceitação desses papers é uma espécie de aval da qualidade técnica desses trabalhos e também da relevância para a indústria da tecnologia em desenvolvimento que está sendo apresentada.

Oil & Gas Brasil: **Esses papers refletem todo o trabalho em PDI da ouronova. Refletem também o sucesso da parceria no modelo inovação aberta adotado pela ouronova?**

Eduardo Costa: Sem dúvida. Com essas parcerias com a indústria e a academia, com recursos da cláusula de PDI da ANP, aceleramos o processo de geração de novas tecnologias. Acreditamos firmemente que são essas parcerias, que somam experiência prática e o conhecimento de um time interdisciplinar, que podem gerar, com maior velocidade, soluções disruptivas, no timing da necessidade da indústria.

Oil & Gas Brasil: **Essa 'velocidade' foi demonstrada com a realização de dois testes em escala real de duas tecnologias distintas em pouco mais de um meses?**

Eduardo Costa: Com certeza. O teste em escala real é uma etapa crucial para uma tecnologia disruptiva, que vem sendo desenvolvida há pouco mais de três anos. É um passo importante para todos os envolvidos em um projeto, pois os resultados desse teste possibilitam aprimorarmos a inovação e nos dão mais confiança e à própria indústria do que está sendo entregue ao mercado. Junto com a Repsol Sinopec Brasil, em abril testamos o WellRobot® em um poço terrestre, de 120 metros, em Macaíba, no Rio Grande do Norte. Esse robô autônomo avalia a integridade mecânica de poços de petróleo e gás, sem a necessidade de sonda, tomando decisões em tempo real com sua inteligência embarcada.

entrevista exclusiva (continuação)

Oil & Gas Brasil: **O outro teste em escala real também foi com outro robô?**

Eduardo Costa: Sim. Fizemos mais um teste em escala real de uma tecnologia própria: o sistema robótico Simão passou por um teste onshore para certificação junto à Petrobras. Ele fez a inspeção visual e geométrica em mangotes de offloading – equipamentos utilizados no escoamento do petróleo das plataformas offshore FPSO para os navios aliviadores e destes para os terminais marítimos na costa.

Utilizando uma ferramenta de inspeção geométrica da Pipeway, parceira de longa data da ouronova, fizemos simulações de geometria operacionais com um grau acima do que o Simão irá encontrar no ambiente operacional offshore.

A tecnologia passou em todos os testes sem nenhuma dificuldade, mostrando-se uma poderosa ferramenta para inspeção interna de mangotes de offloading. Saiba mais sobre essas tecnologias clicando aqui: <https://ouronova.com/inspecao-de-tubulacoes/> e <https://ouronova.com/simao/>

Oil & Gas Brasil: **Da mesma forma que estabelece parcerias, a ouronova também buscou assegurar os frutos da intellightsia da empresa, com uma política de propriedade intelectual (PI)...**

Eduardo Costa: É verdade. Ela é executada por um comitê de PI, estrutura pouco comum na indústria brasileira e visa orientar e incentivar colaboradores da ON. PI e inovação vão muito além das patentes – e já temos mais de 20 depositadas no Brasil e no exterior. Ela passa conscientização dos colaboradores sobre a importância dos acordos de confidencialidade com parceiros, clientes e fornecedores, normas de registro e de segurança da informação, avaliação de novas ideias e produtos em relação à PI de terceiros.

O impacto do incentivo e estímulo à inovação e proteção de PI

não se restringe à geração de patentes, mas no desenvolvimento de soluções que não são patenteáveis, mas ainda sim inovadoras. A inovação não é apenas fazer algo melhor no sentido evolutivo de um produto, também é mudar o paradigma para evoluir.



Petrobras terá novos produtos para venda de Gás Natural

Companhia buscará maior competitividade e oferecerá aos clientes diversidade de prazos e diferentes indexadores.



Foto: Divulgação

A Petrobras aprovou a criação de novos produtos de venda de gás natural, com mais possibilidades e flexibilidade para os clientes. A companhia já está participando dos processos competitivos de chamadas públicas de distribuidoras estaduais com a nova carteira comercial. No total, a companhia passa a ter 10 produtos base para venda de gás natural, considerando cinco diferentes prazos e dois indexadores.

Com a abertura do mercado de gás natural, que já conta com contratos de mais de 14 supridores, a companhia desenvolveu uma nova carteira comercial para venda de gás natural com prazos, indexadores e local de entrega diversificados, com o objetivo de assegurar a sua competitividade nas chamadas públicas em curso pelas distribuidoras estaduais e na comercialização via Mercado Livre.

Após alguns ciclos sem utilizar o indexador gás-gás (Henry Hub), a Companhia voltou a utilizá-lo nesta nova carteira, além do indexador Brent, e ampliou as opções de prazos contratuais, de forma a possibilitar às distribuidoras a

composição de um portfólio aderente às necessidades dos seus mercados.

A Petrobras apresentou também duas opções como local para entrega do gás natural: (a) no hub, no qual a Companhia é responsável pela contratação da entrada no sistema de transporte e o cliente é responsável pela contratação da saída ou (b) no ponto de entrega (city-gate) no qual a Petrobras se responsabiliza pela contratação da entrada e da saída de transporte.

Além da diversificação, as condições comerciais da Petrobras buscam dinamizar ainda mais o ambiente competitivo e o processo de abertura de mercado ao possibilitar, entre outros, a redução de volumes contratados pelas distribuidoras estaduais em caso de migração de volumes de clientes cativos para o ambiente livre, além de maior flexibilidade na gestão de suprimento das distribuidoras com a inclusão de opção de descontração para os volumes que superem 2/3 dos volumes comercializados em cada zona de



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

concessão, em linha com o estabelecido na Resolução CNPE 03/2022.

As fórmulas de precificação só poderão ser divulgadas quando concluídos os processos competitivos das distribuidoras locais, que correm sob confidencialidade.

Importante destacar que contratos de fornecimento eventualmente celebrados com as distribuidoras se tornarão públicos e serão divulgados pela ANP, conforme previsto na Resolução ANP nº 52/2011, que, no § 6º do art. 11, prevê que a Agência dará publicidade integral dos contratos de compra e venda de gás natural firmados entre os comercializadores e as distribuidoras locais de gás canalizado para atendimento a mercados cativos, bem como das suas principais condições comerciais, de forma a facilitar o acesso dos consumidores.

O papel da Garantia do Escoamento: da produção offshore à transição energética

Por Thiago Silva e João Carneiro



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

avanços consolidados, era desenvolver tecnologias para possibilitar a produção a 1000 m de profundidade (inicialmente, nos campos gigantes de Albacora e Marlim).

Parte da carteira de projetos do PROCAP englobava estudos para a previsão, prevenção e remediação de depósitos de parafinas, assim como bloqueios por hidratos, reologia do petróleo, emulsões, asfaltenos e incrustações, entre outros problemas que colocavam em risco a “garantia do escoamento”.

Do Brasil para o mundo, a tradução literal para o inglês do termo Garantia do Escoamento - “Flow Assurance” – passou a ser amplamente utilizada pela indústria mundial de óleo e gás, tornando-se uma disciplina no setor.

Os profissionais: perspectivas futuras

Os profissionais especialistas da Garantia do Escoamento são dedicados aos estudos sobre os fenômenos químicos, físico-químicos e termodinâmicos que ocorrem durante a produção de petróleo, incluindo todos os seus processos de escoamento.

É também parte do escopo destes profissionais propor soluções tecnológicas para a prevenção ou remediação dos problemas enfrentados.

Para garantir uma produção viável, segura e econômica, a Garantia do Escoamento precisa cobrir uma ampla gama de campos especiais de engenharia, sendo um assunto extremamente diversificado e que desempenha um papel crítico em todas as fases do projeto.

A Garantia do Escoamento normalmente possui interfaces com diversas áreas da empresa. Assim, os profissionais de “Garesc”

(diminutivo que se tornou um codinome dessa área) podem se envolver em projetos diversos – desde a engenharia de reservatórios, engenharia de poços, engenharia submarina e até mesmo a engenharia de processos e o transporte dos fluidos processados até o seu destino final.

Por iniciativa e liderança de dois expoentes da indústria envolvidos na gênese da disciplina, Magali Cotrim e Marcelino Guedes, iniciou-se a estruturação de uma comunidade brasileira de Flow Assurance, congregando equipes operacionais e de inovação de operadoras e outras empresas dessa cadeia produtiva, incluindo startups de base tecnológica bem como as universidades e institutos de pesquisa, todos com profissionais de altíssima qualidade em Garantia de Escoamento.

Foram esses especialistas que formalizaram a criação do Comitê Técnico de Flow Assurance (CTFA) da SPE Brazil Section, buscando promover a disseminação do conhecimento da área assim como debates sobre diversos aspectos relacionados à disciplina.

Desafio permanente

O futuro da disciplina também é, sem dúvida, pauta importante de discussão do CTFA. Vivemos um momento único na história da nossa indústria. Por um lado, a revolução digital veio para ficar e já está mudando drasticamente os fluxos de trabalho e colocando à disposição potentes ferramentas para tornar o trabalho do engenheiro mais eficiente, otimizando processos e auxiliando a tomada de decisão.

Com a Garantia do Escoamento não é diferente e este será o tema do I SPE Brazil Flow Assurance Symposium: Digitalização, Gerenciamento e Suporte à Decisão, que vai se realizar entre os

artigo I (continuação)

dias 31/08 e 01/09, no Rio de Janeiro. O simpósio tratará das últimas tendências e melhores práticas em transformação digital para Flow Assurance.

Por outro lado, na discussão sobre transição energética, especula-se o futuro do petróleo. O foco da transição energética até agora tem sido criar um sistema de energia mais limpo, ou seja, reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Certamente, o aumento da eficiência energética, inclusive com grande suporte da transformação digital, contribuirá neste sentido. Além disso, as fontes de energia renováveis, combinadas com a eletrificação das aplicações do usuário final, têm sido os principais facilitadores.

No entanto, o novo sistema energético não será apenas mais limpo, mas também mais enxuto. O que isso significa? Significa que será necessário menos material para fornecer os serviços energéticos de que necessitamos. Carvão, petróleo, gás e produtos químicos constituem mais de 40% dos materiais movimentados por navios e trens ao redor do globo. Além disso, a infraestrutura de combustíveis fósseis – incluindo revestimento, dutos, navios, estruturas e equipamentos de processamento – constitui mais de 2,5 gigatoneladas de aço sozinha.

É importante reduzir os materiais que usamos na produção de energia, uma vez que é ‘tremenda’ a pegada de CO2 na produção de materiais. As energias verdes contribuem para essa redução. Além disso, é importante reduzir a pegada de CO2 no desenvolvimento e produção de petróleo e gás existentes e expandir os limites para reduzir ainda mais essa pegada, pois usaremos esses recursos por muitos anos – com finalidades mais nobres do que a queima para gerar energia.

Neste ponto particular o engenheiro de Garantia do Escoamento desempenhará um papel primordial. Como? Otimizando o aproveitamento de infraestrutura existente e minimizando a construção de infraestrutura de escoamento e

processamento dos fluidos de produção. Isso significa, por exemplo, expandir os limites de produção de óleo e gás por grandes distâncias para chegar à plataformas já existentes, bem como a otimização de rede de escoamento instalada. O que traz grandes dificuldades, uma vez que as condições operacionais tendem a ser cada vez mais desafiadoras do ponto de vista da manutenção dos fluidos dentro de um envelope operacional seguro para a Garantia do Escoamento.

Dentro do tema da transição energética, outro tópico de interesse é a Captura e Estocagem de Carbono (CCS - Carbon Capture and Storage). As ambições de redução de emissões da indústria de energia certamente vão requerer tecnologias CCS para atingir suas metas.

Para tal, será necessário capturar e transportar CO2 por longas distâncias, para estocagem em reservatórios depletados ou aquíferos salinos, o que também traz consigo desafios para o seu escoamento. Um exemplo prático de projeto nessa área de é o Northern Lights, projeto de captura e transporte de CO2 que é uma parceria entre o governo norueguês e as empresas TotalEnergies, Shell e Equinor e está previsto para entrar em operação em 2024.

Protagonismo

Novamente, os profissionais da Garesc terão papel essencial na Garantia do Escoamento de CO2. Um fluxo bifásico (líquido-gás) pode acontecer durante o transporte de CO2 em determinados cenários, como vazamento ou despressurização. Por outro lado, se o CO2 for injetado em reservatórios de baixa pressão (por exemplo, reservatórios de gás depletado) ou com baixas taxas de injeção, o fluxo bifásico pode ser observado na tubulação e no poço.

Transientes severos podem induzir grandes variações de pressão e temperatura devido ao forte acoplamento existente entre a termo e hidrodinâmica de escoamentos com CO2, trazendo desafios operacionais e de integridade dos sistemas de injeção e transporte. Também é possível que ocorra formação de bloqueios por hidratos

e até mesmo gelo seco em determinados cenários.

Ferramentas existentes de Flow Assurance desenvolvidas para a produção de petróleo e gás ainda não foram testadas sistematicamente contra dados de escala laboratorial ou de campo, tornando-se um campo aberto para pesquisas e qualificação de tecnologias.

No Brasil, a experiência gerada pela Petrobras em separação nas plataformas e reinjeção do CO2 em reservatórios do pré-sal demonstra que já existe know-how para captura, transporte e injeção de CO2. Mais ainda: o potencial de, mais uma vez, o país estar novamente na vanguarda de desenvolvimento tecnológico.

Desde o surgimento como disciplina, lidando com os desafios do início da produção dos grandes campos offshore, passando pelos atuais desafios da produção em águas ultraprofundas, Garantia de Escoamento foi e ainda é o que transmite a resiliência dos profissionais da indústria de óleo e gás.

Todos os problemas sempre são encarados como desafios a serem superados, seja modelagem e previsão de escoamento multifásico às operações de limpeza de linhas. Com todo esse histórico, para o futuro, que já se aponta para a indústria de energia como um todo, não será diferente.

Os desafios para o escoamento de CO2 bem como qualquer fenômeno relacionado a formas de alcançarmos a eficiência em energias renováveis serão enfrentados por uma comunidade de altíssimo nível técnico e capacidade de inovação, a comunidade de Garantia de Escoamento.

Thiago Silva é Chair do Comitê de Flow Assurance da SPE Brasil.

João Carneiro é diretor de Patrocínios da SPE Brasil, co-chair do comitê de Flow Assurance da SPE Brasil e cientista chefe e sócio-diretor no ISDB FlowTech.

Com tecnologia da Petrobras, Refinaria Riograndense se prepara para ser a primeira biorrefinaria no Brasil a processar matéria-prima 100% renovável

Refinaria no Rio Grande do Sul será a primeira a testar a aplicação da tecnologia para biorrefino. Investimento da Petrobras será de R\$ 45 milhões.



Foto: Divulgação

A Refinaria de Petróleo Riograndense (RPR), localizada na cidade de Rio Grande (RS), vai realizar testes industriais para a geração de produtos petroquímicos e combustíveis de origem inteiramente renovável. A tecnologia representa uma nova fronteira para o biorrefino no país.

O acordo de cooperação foi celebrado no Rio Grande, com a presença de executivos da própria RPR e das empresas que têm participação acionária na refinaria (Petrobras, Braskem e Ultra). O primeiro teste industrial está previsto para o próximo mês de novembro, devendo durar até cinco dias. O segundo, será realizado em junho de 2024. Uma vez comprovado o êxito, já estão negociados o contrato de licenciamento da tecnologia da Petrobras. O valor do investimento que será realizado pela Petrobras na RPR é em torno de R\$ 45 milhões.

Para o presidente da Petrobras, Jean Paul Prates, os testes na RPR demonstram o compromisso da companhia com a transição energética: “A Petrobras é pioneira no desenvolvimento de tecnologia capaz de impulsionar oportunidades para o biorrefino no Brasil. Em parceria com os nossos sócios na Refinaria de Petróleo Riograndense, estamos avançando e perseguindo a descarbonização dos nossos processos, gerando produtos com conteúdo renovável, mais sustentáveis e eficientes para a sociedade”.

Tecnologia com DNA Petrobras

A partir de uma tecnologia desenvolvida pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (Cenpes) da Petrobras, a unidade de FCC (craqueamento catalítico fluido) da RPR será preparada, no primeiro teste, com inovações de processo e sistema catalítico, gerando insumos integralmente renováveis. O teste posterior será por meio do coprocessamento de carga fóssil com bio-óleo, gerando propano, gasolina e diesel, todos com conteúdo renovável a partir de matéria-prima avançada de biomassa não alimentar.

A Refinaria de Petróleo Riograndense

A história do refino de petróleo no Brasil começou na cidade do Rio Grande (RS). A Refinaria de Petróleo Riograndense, que iniciou suas operações em 1937, hoje tem como acionistas a Petrobras, Braskem e Ultrapar.

Atualmente, a companhia tem como principal atividade a produção e comercialização de derivados de petróleo, especialmente gasolina, óleo diesel, nafta petroquímica, óleo combustível, GLP (gás de cozinha), além de outros derivados. Seu mercado de atuação concentra-se na região sul do Brasil, especialmente no estado do Rio Grande do Sul. A refinaria tem capacidade de

processamento instalada de 17 mil/barris dia. Considerando o êxito nos testes, a RPR estará preparada para produzir, principalmente, bioaromáticos para a indústria petroquímica, tornando-se um marco no desenvolvimento do biorrefino no Brasil. Com o sucesso da iniciativa, a RPR será a primeira refinaria na América Latina a ser convertida para operar como uma biorrefinaria e processar insumos de origem 100% renovável.

Para Felipe Jorge, diretor-superintendente da RPR, as perspectivas são boas: “Estamos dando mais um importante passo em direção ao futuro da nossa pioneira refinaria. Este investimento para a produção de renováveis pode abrir as portas da RPR para um mercado bastante promissor”, destaca.

Segundo o CEO da Braskem, Roberto Bischoff “a empresa está comprometida em contribuir para a construção de uma economia circular de carbono neutro. No contexto da transição energética, compartilhamos a visão da Refinaria Riograndense de desenvolver novos produtos de fontes renováveis para atender à demanda do mercado e da própria sociedade”.

Por sua vez, Marcelo Araújo, diretor executivo corporativo e de participações da Ultrapar, afirma: “A Refinaria Riograndense é a primeira refinaria do Brasil. Esse passo aponta para uma jornada de evolução do potencial da bioindústria nacional.

Uma política pública dedicada ao assunto é fundamental para destravar oportunidades de desenvolvimento, trazer fomento e segurança aos futuros investimentos. Estamos apoiando a iniciativa e seus desdobramentos para posicionar a Refinaria Riograndense como referência do biorrefino brasileiro”.

Presidente da Petrobras inaugurou sistema de tratamento de gases na Refap

A planta é uma das mais importantes obras do Refino e representa significativo investimento ambiental.



Foto: Divulgação

O presidente da Petrobras, Jean Paul Prates, o presidente da Transpetro, Sérgio Bacci, e o diretor executivo de Processos Industriais e Produtos da Petrobras, William França da Silva, visitaram a Refinaria Alberto Pasqualini (Refap), situada no município de Canoas, no Rio Grande do Sul. Além de agenda técnica com as equipes da unidade, Prates inaugurou uma das maiores obras da área de refino da companhia.

Trata-se do sistema de tratamento para os gases de combustão da unidade de craqueamento catalítico da refinaria, que representa significativos ganhos ambientais.

É feito por equipamento chamado precipitador eletrostático, que captura material particulado presente no gás pela aplicação de um forte campo elétrico. Posteriormente, o material captado é coletado e transportado.

O precipitador eletrostático exigiu investimentos de R\$ 88 milhões. Com esse processo, a concentração de particulados no gás emitido reduzirá significativamente. “Isso aprimora mais ainda a nossa capacidade de manter os parâmetros de emissão atmosférica da companhia. A conclusão da obra se dará no início de junho e os



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

procedimentos operacionais de partida ocorrem até o fim do mês”, explica Gerson Cesar Souza, gerente geral da Refap.

Jean Paul destacou que a visita à Refap faz parte de uma agenda que ele adotou desde que assumiu a presidência da Petrobras, em janeiro. “Minha intenção é visitar todas as unidades da companhia no mais breve tempo.

Nossa gestão valoriza muito a proximidade com nossa força de trabalho. Estou muito satisfeito em poder estar aqui na Refap junto aos nossos petroleiros do Rio Grande do Sul”, afirmou.

A Refap irá complementar 55 anos em setembro. A refinaria foi submetida, recentemente, à maior operação de manutenção da história da Petrobras, o que exigiu investimento total de R\$ 450 milhões.

FPSO Guanabara completa um ano de operação com recorde de produção

Navio-plataforma faz parte de Mero, terceiro maior campo do pré-sal em volume de óleo no Brasil

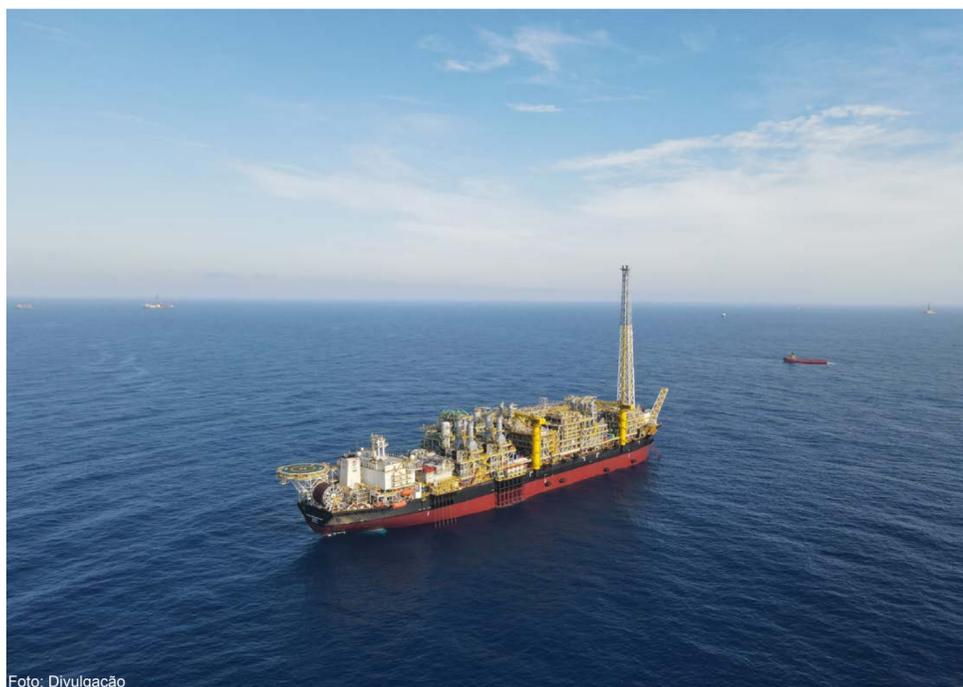


Foto: Divulgação

O FPSO Guanabara (Mero 1) completou um ano de operação em dia 30 de abril. Esse FPSO é primeiro de uma série de quatro plataformas definitivas programadas para o campo unitizado de Mero, no bloco de Libra (Plano Estratégico 2023-2027).

Nesse primeiro ano vários marcos foram alcançados: o TOP da unidade em janeiro/2023, o recorde de produção no FPSO Guanabara, com média mensal de 179 mil barris de petróleo por dia (bpd) em fevereiro/2023, e o início da injeção de água em março/2023.

Segundo o diretor de Exploração e Produção, Joelson Mendes, o atingimento de um recorde apenas dez meses após o primeiro óleo da unidade e com quatro poços produtores, “reforça o enorme potencial do campo de Mero e

é resultado da capacidade e comprometimento de nosso corpo técnico e de nossos parceiros para superar desafios”.

Guanabara: o primeiro sistema definitivo a operar em Mero, terceiro maior campo no Brasil

Em janeiro de 2022, o navio-plataforma Guanabara chegou ao campo unitizado de Mero, localizado no bloco de Libra, no pré-sal da Bacia de Santos. A plataforma, do tipo FPSO (Floating Production Storage and Offloading – unidade flutuante que produz, armazena e transfere petróleo), é o primeiro sistema definitivo a operar em Mero, terceiro maior campo em volume de óleo (atrás apenas de Búzios e Tupi, também localizados no pré-sal da Bacia de Santos) no país. Em 30 de abril de 2022, o FPSO começou a operar.

As operações do campo unitizado de Mero são conduzidas pelo Consórcio operado pela Petrobras (38,6%), em parceria com a Shell Brasil Petróleo Ltda (19,3%), TotalEnergies EP Brasil Ltda (19,3%), CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda (9,65%), CNOOC Petroleum Brasil Ltda (9,65%) e Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA) (3,5%), como representante da União na área não contratada.

Redução de emissões de CO2

O FPSO Guanabara se beneficia de um dos mais robustos programas de Captura, Uso e Armazenamento Geológico de CO2 (o chamado CCUS), já que o campo unitizado de Mero tem um teor de 45% desse gás, possibilitando a redução das emissões de CO2. Além disso, o consórcio está desenvolvendo, para aplicação no campo, a tecnologia inédita de separação submarina denominada de HISEP® (High Pressure Separation). Com ela, será possível separar, ainda no leito marinho, o gás produzido rico em CO2, para

sua reinjeção no reservatório.

FPSO Guanabara em números:

Capacidade de produção: até 180 mil barris de petróleo por dia
Capacidade de processamento: 12 milhões de m3 de gás
Poços produtores: 4
Poços injetores de gás: 3
Poços injetores de água: 1
Distância da costa: a mais de 150 km
Profundidade d'água: até 1.930 metros
Altura: 172 metros
Comprimento: 332 metros
Capacidade de geração de energia: 100 megawatts (suficiente para abastecer uma cidade de 330 mil habitantes)



Foto: Divulgação

Enauta encontra mais petróleo em área do campo de Atlanta

A Enauta encontrou petróleo em uma nova seção de reservatório.

A Enauta divulgou que havia confirmado óleo em uma nova seção do reservatório, denominada acumulação Atlanta NE, localizada na área do campo de Atlanta, que está atualmente em desenvolvimento. A acumulação está localizada a 2.644 metros de profundidade, menor que o reservatório em desenvolvimento.

A empresa que iniciou uma campanha de perfuração de três poços no final de 2022, concluiu agora a perfuração e perfilagem do poço 9-ATL-8DP, identificando petróleo com excelentes propriedades petrofísicas numa secção de 57 metros (profundidade medida) .



Enquanto o óleo NE de Atlanta foi originalmente identificado no poço 9-SHEL-19D-RJS, perfurado em 2006, o novo poço visava coletar dados adicionais da acumulação simultaneamente com a perfuração do poço de produção 7-ATL-7HA-RJS de Atlanta, que faz parte da campanha de seis poços produtores da Fase 1 de pleno desenvolvimento de Atlanta.

Segundo estimativas da Enauta, os recursos do NE de Atlanta ultrapassam 230 milhões de barris de óleo, porém a empresa realizará estudos adicionais para todo o seu potencial técnico-econômico, integração ao desenvolvimento contínuo do campo e adição de reservas certificadas de óleo de 158,9 milhões

de barris (Reserva 2P), a partir do relatório de 31 de dezembro de 2022 emitido por Gaffney, Cline e Associates.

Além disso, a empresa comprou o FPSO OSX-2 para o Full Development System (FDS) de Atlanta no ano passado.

Prevê-se que este FPSO, conhecido como FPSO Atlanta, que substituirá o FPSO Petrojarl I , esteja totalmente operacional em 2024. O FDS visa o primeiro óleo em meados de 2024 com uma capacidade de produção de 50.000 barris de óleo por dia, originalmente com seis poços conectados ao FPSO Atlanta, chegando a dez poços em 2029.

O campo de Atlanta é operado pela Enauta Energia, subsidiária integral da empresa, que também detém 100% de participação neste ativo. Localizado no bloco BS-4, na Bacia de Santos , em lâmina d'água de 1.500 metros, o campo produz desde 2018 por meio do Sistema de Produção Antecipada (EPS) – composto por três poços conectados ao FPSO Petrojarl I.



FPSO Capixaba passará por reciclagem verde na Dinamarca

A SBM Offshore, concedeu à Modern American Recycling Services Europe (MARS) um contrato para desmantelamento e reciclagem verde de um de seus FPSOs.

O contrato inclui engenharia, preparação, desmontagem e reciclagem verde do FPSO Capixaba da SBM Offshore.

O FPSO Capixaba tem 362 metros de comprimento, com uma tonelagem de deslocamento leve de 54.656 Mt.

Está ancorado em 1.350 metros de profundidade no campo de Cachalote, na Bacia de Campos, no litoral brasileiro.

Espera-se que o FPSO chegue ao estaleiro da MARS Europe no porto de Frederikshavn, na Dinamarca, no final deste ano ou no início de 2024.

“Estamos contentes que a SBM Offshore tenha escolhido aposentar e reciclar o FPSO Capixaba em nossa instalação de reciclagem verde aprovada pela UE no porto de Frederikshavn, em conformidade com todas as regras e regulamentos locais, nacionais e internacionais”, afirmou a MARS Europe .

Falando sobre outras novidades relacionadas à empresa, vale ressaltar que a SBM Offshore concluiu recentemente o financiamento do projeto de um FPSO destinado a operar no campo de Búzios, no Brasil, no valor total de US\$ 1,63 bilhão, garantido por um consórcio de 13 bancos internacionais.

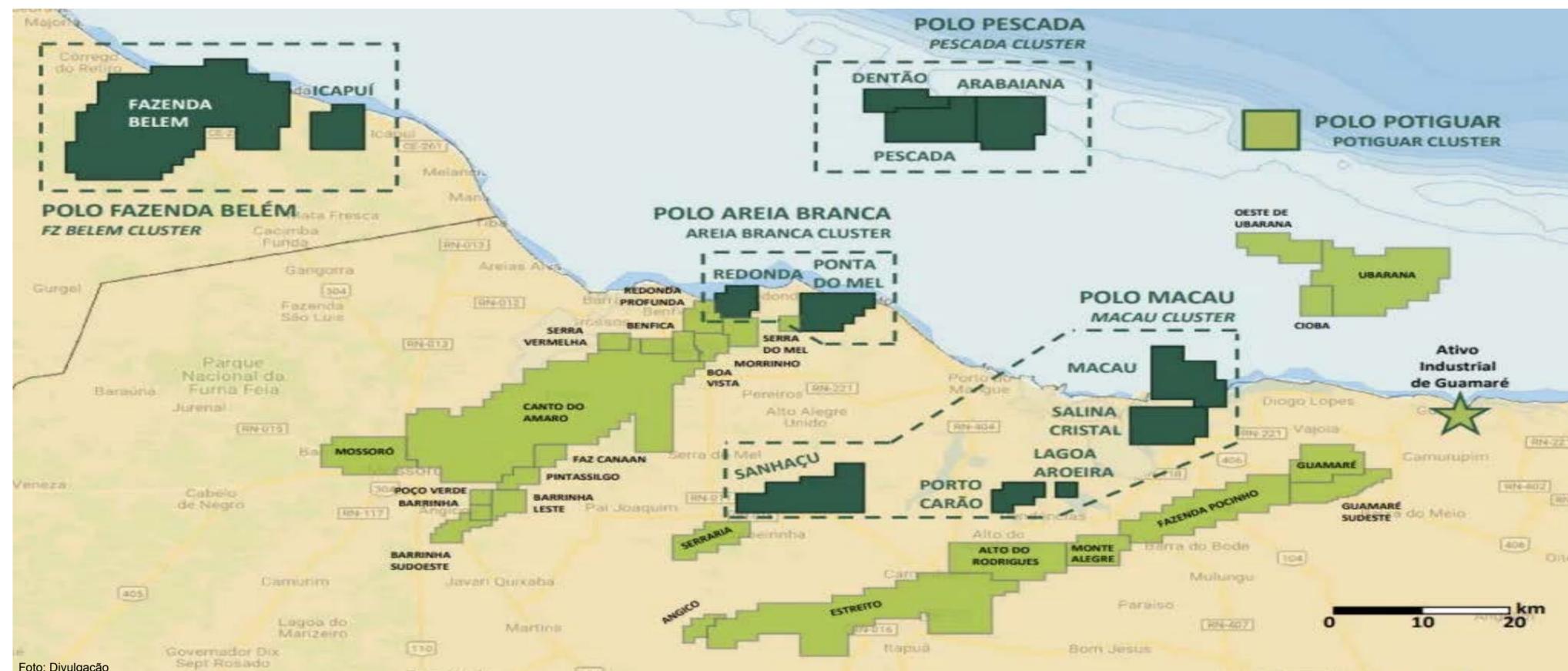
Esta deve ser a maior unidade produtora de petróleo operando offshore no Brasil e uma das maiores do mundo, com base em dados anteriores. O FPSO funcionará para a Petrobras.



Foto: Divulgação

Petrobras aproxima a venda de 22 campos terrestres e de águas rasas

A Petrobras, tem estado ocupada verificando todas as condições precedentes da lista para a venda de suas participações, cobrindo um conjunto de 22 concessões de campos terrestres e de águas rasas, em uma tentativa de fechar este negócio. Mais um passo nessa direção foi dado depois que o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais (IBAMA) concedeu à subsidiária 3R Petroleum Óleo e Gás a licença de operação de três campos.



A Petrobras divulgou no final de janeiro de 2022 que seu conselho de administração havia aprovado a venda de sua participação total (100%) em um conjunto de 22 concessões de campos terrestres e de águas rasas, juntamente com sua infraestrutura de processamento, refino, logística, armazenamento, transporte e escoamento de petróleo e gás natural, localizados na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, denominados conjuntamente de cluster Potiguar, para a 3R Potiguar, subsidiária integral da 3R Petroleum.

O valor total da venda foi de US\$ 1,38 bilhão, sendo US\$ 110 milhões pagos na data da assinatura do contrato de compra e venda; \$ 1,04 bilhão no fechamento da transação; e \$ 235 milhões que seriam pagos em quatro parcelas anuais de \$ 58,75 milhões, a partir de 24 de março.

No entanto, o jogador brasileiro destacou que os valores não levariam em conta os ajustes devidos até o fechamento da operação, sujeitos ao cumprimento de condições precedentes, como a aprovação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural

e Biocombustíveis (ANP). Essa venda faz parte da estratégia da Petrobras de concentrar seus recursos em ativos em águas profundas e ultraprofundas.

Em atualização a Petrobras revelou que o IBAMA emitiu a licença operacional em favor da 3R Potiguar para os campos de Ubarana, Ubarana Oeste e Cioba, que fazem parte do cluster Potiguar, SA Conforme explicado pelo gigante brasileiro, a licença era condição precedente para o fechamento da transação.

Em nota separada, a 3R Petroleum confirmou que a licença de operação referente aos campos de Ubarana, Ubarana Oeste e Cioba foi emitida pelo IBAMA em favor de sua subsidiária 3R Potiguar.

Com isso, a empresa ressalta que cumpriu, juntamente com a Petrobras, todas as condições precedentes previstas no contrato de compra e venda do polo Potiguar.

Localizado no Rio Grande do Norte, o cluster Potiguar compreende três subclusters – Canto do Amaro, Alto do Rodrigues e Ubarana – totalizando 22 campos, sendo 3 concessões offshore e 19 onshore, e inclui acesso à infraestrutura para processamento, refino, logística, armazenamento, transporte e descarga de petróleo e gás natural.

As concessões do subaglomerado Ubarana estão localizadas em águas rasas, entre 10 e 22 km da costa do município de Guimarães, no estado do Rio Grande do Norte. As demais concessões dos subaglomerados Canto do Amaro e Alto do Rodrigues são onshore.

O Gasodutos e Oleodutos: Uma perspectiva sobre a infraestrutura dutoviária no Brasil

Por Felipe Vigne Germini – A|F Consulting Partners



O Brasil é um país com uma extensa rede de gasodutos e oleodutos que atravessa seu vasto território. Estes sistemas de infraestrutura são elementos cruciais para a economia brasileira, sendo responsáveis pela distribuição e transporte de gás natural e petróleo, respectivamente. Eles conectam os campos de produção, refinarias e portos de exportação, além de servirem como uma ligação vital para o setor de energia. O setor downstream do Brasil, que abrange o refino de petróleo e a distribuição e venda de produtos derivados de petróleo e gás, é um dos mais dinâmicos e complexos do mundo. Este artigo fornecerá uma visão geral do estado atual dos gasodutos e oleodutos no Brasil, bem como do setor downstream.

A Expansão da Rede de Gasodutos e Oleodutos no Brasil

O desenvolvimento da rede de gasodutos e oleodutos no Brasil teve início na década de 1950, quando o país começou a cultivar sua indústria petrolífera. Nessa época, a economia

brasileira estava em um período de rápida industrialização, e o governo estava empenhado em desenvolver a infraestrutura necessária para apoiar esse crescimento. A construção de oleodutos e gasodutos foi uma parte fundamental dessa estratégia, permitindo o transporte eficiente de petróleo e gás natural das áreas de produção para as áreas de consumo.

Desde então, a rede de gasodutos e oleodutos expandiu-se significativamente, especialmente nas últimas décadas. O Brasil agora tem uma extensa rede de gasodutos e oleodutos, totalizando mais de 7.500 km de oleodutos e mais de 45.000 km de gasodutos. Essas infraestruturas de transporte foram desenvolvidas para atender ao crescimento da demanda por energia e ao aumento da produção de gás e petróleo.

Os oleodutos brasileiros, com uma capacidade de transporte de 10 milhões de metros cúbicos, estão estrategicamente localizados em todo o país, conectando áreas de produção de petróleo, principalmente na Bacia de Campos e no pré-sal, com refinarias e terminais portuários. Além disso, o Brasil conta com 543 tanques de armazenamento, 20 terminais terrestres e 27 terminais aquaviários que facilitam o movimento do petróleo para as refinarias e bases de processamento e distribuição. A Transpetro, subsidiária da Petrobras, é a principal operadora dessas infraestruturas, administrando uma extensa rede que permite a logística integrada de petróleo e seus derivados.

A malha dutoviária para transporte de gás natural é de 9,5 mil km. Esses são gasodutos que realizam a movimentação de gás natural desde as unidades de processamento de gás natural, as UPGN, até às instalações de estocagem. Esses dutos podem levar a molécula diretamente também para grandes consumidores como indústria pesada ou térmicas, ou finalmente aos pontos de entrega a (City Gate) de concessionários estaduais de distribuição. A malha de distribuição é de 35,5 mil km – mais que o triplo da escala da

malha de transporte. São estes dutos que recebem o gás natural no ponto de entrega (City Gate) e entregam aos consumidores finais, completando a cadeia do gás. A rede de gasodutos do Brasil, operada principalmente pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) e pela Transportadora Associada de Gás (TAG), também é uma das mais extensas da América Latina. Estas empresas são responsáveis pela importação e distribuição de uma grande parte do gás natural consumido no país, com uma capacidade diária de 105 milhões de metros cúbicos em seus 69 gasodutos e ramais. O sistema é integrado por 29 pontos de recebimento, 137 pontos de entrega e 18 estações de compressão, que asseguram que o gás natural possa ser distribuído eficientemente por todo o país.

A malha instalada de gasodutos e oleodutos no Brasil é um testemunho da importância destas redes para a economia brasileira. Ao permitir o transporte eficiente de petróleo e gás natural, essas infraestruturas desempenham um papel vital no apoio à indústria energética do país e ao crescimento econômico em geral.



Desafios e Oportunidades na Infraestrutura de Gasodutos e Oleodutos do Brasil

Embora a rede de gasodutos e oleodutos do Brasil seja vasta e bem estabelecida, a infraestrutura enfrenta uma série de desafios significativos que exigem atenção e investimento. Entre esses desafios, o mais urgente é a necessidade de expansão e modernização.

A maior parte da rede de gasodutos e oleodutos do Brasil foi construída nas décadas de 1970 e 1980, sendo a última expansão executada a cerca de 10 anos atrás, em 2013. Embora essas infraestruturas tenham atendido bem ao país por muitos anos, muitas delas estão começando a mostrar sinais de desgaste e obsolescência. A corrosão, o desgaste mecânico e a deterioração natural dos materiais ao longo do tempo podem levar a vazamentos e falhas operacionais, apresentando riscos significativos à segurança e ao meio ambiente.

Para garantir a confiabilidade e eficiência do sistema, é essencial investir na manutenção, atualização e modernização das infraestruturas existentes. Isso pode incluir a substituição de partes da rede, a atualização de equipamentos e a implementação de novas tecnologias para melhorar a eficiência e a segurança do sistema.

O Brasil também enfrenta o desafio de diversificar suas fontes de gás. Atualmente, o país é altamente dependente do gás natural importado, principalmente da Bolívia. Esta dependência única representa um risco estratégico, pois quaisquer interrupções na oferta ou alterações nos preços do gás natural podem ter um impacto significativo na economia brasileira. Para mitigar este risco, o Brasil está buscando diversificar suas fontes de gás, aumentando a produção doméstica de gás e investindo na infraestrutura de Gás Natural Liquefeito (GNL).

No setor downstream, as refinarias brasileiras enfrentam o desafio de modernização. Muitas delas foram construídas há várias décadas e estão operando com tecnologia obsoleta. Para aumentar a eficiência e a competitividade, é necessário investir na modernização das refinarias, incluindo a atualização de equipamentos, a melhoria dos processos operacionais e a implementação de tecnologias mais limpas e eficientes.

Apesar dos desafios mencionados, o setor de gasodutos e oleodutos do Brasil também apresenta diversas oportunidades. O crescimento da demanda por energia, juntamente com a descoberta de novos campos de petróleo e gás, oferece um grande potencial para a expansão da infraestrutura de gasodutos e oleodutos. Além disso, o crescente foco na energia limpa e na sustentabilidade cria oportunidades para o desenvolvimento de novas tecnologias e práticas que possam reduzir o impacto ambiental do setor.

Perspectivas Futuras para Gasodutos e Oleodutos no Brasil: Uma Indústria em Transformação

A perspectiva futura para os gasodutos e oleodutos no Brasil é certamente promissora. Estima-se que a demanda por energia no país continue a crescer nas próximas décadas, impulsionando a necessidade de expansão e atualização da infraestrutura existente. A descoberta e exploração contínua de novas reservas de gás natural e petróleo, especialmente na prolífica região do pré-sal, deve impulsionar ainda mais o desenvolvimento de novas infraestruturas de transporte dutoviário.

Um desenvolvimento significativo recente foi a liberalização do mercado de gás natural no Brasil, uma iniciativa conhecida como "Novo Mercado de Gás". Essa política, lançada pelo governo brasileiro, visa promover a concorrência no setor de gás natural, atraindo investimentos e permitindo a entrada de novos participantes no mercado. Essa liberalização pode resultar em uma expansão significativa da infraestrutura de gasodutos, à medida que novos fornecedores entram no mercado e buscam maneiras

eficientes de transportar o gás natural para os consumidores.

Além disso, o aumento da produção de gás natural no pré-sal representa uma oportunidade significativa para o desenvolvimento de novos gasodutos. A exploração bem-sucedida dessas reservas poderia transformar o Brasil em um dos maiores produtores de gás natural do mundo, exigindo uma expansão substancial da rede de gasodutos para transportar esse gás para o mercado.

No entanto, a situação na indústria de downstream é mais incerta. Historicamente dominada pela Petrobras, a indústria de downstream do Brasil tem passado por um processo de desinvestimento, com a Petrobras vendendo algumas de suas refinarias como parte de um plano para melhorar sua saúde financeira. No entanto, o novo governo tem sinalizado uma direção oposta, o que pode dificultar a diversificação do mercado de downstream e a entrada de novas empresas no setor.

Essa mudança na política pode ter implicações significativas para a indústria de gasodutos e oleodutos. Se o mercado de downstream permanecer concentrado nas mãos de um pequeno número de operadoras, pode haver menos incentivo para investir na expansão e modernização da infraestrutura de transporte dutoviário. No entanto, se o mercado for liberalizado e novos concorrentes puderem entrar, isso poderá impulsionar o investimento na infraestrutura e levar a uma maior eficiência e inovação no setor.

A perspectiva para os gasodutos e oleodutos no Brasil é positiva, mas também incerta. O crescimento contínuo da demanda por energia e o potencial de exploração de novas reservas de petróleo e gás natural são promissores. No entanto, a direção futura da política governamental e a evolução do mercado de downstream podem ter um impacto significativo sobre o setor. Como tal, é essencial que os participantes do mercado e os tomadores de decisão continuem a monitorar de

artigo II (continuação)

perto esses desenvolvimentos e a adaptar suas estratégias de acordo.

O Desafio da Sustentabilidade na Expansão de Gasodutos e Oleodutos no Brasil

A expansão da infraestrutura de gasodutos e oleodutos no Brasil é fundamental para atender à crescente demanda por energia do país e aproveitar o potencial de suas vastas reservas de gás e petróleo. No entanto, essa expansão também levanta questões importantes sobre o impacto ambiental e a sustentabilidade.

O gás natural é frequentemente considerado uma fonte de energia mais limpa que o carvão e o petróleo, já que emite menos dióxido de carbono (CO₂) quando queimado. No entanto, ainda é uma fonte de energia fóssil e, portanto, contribui para as emissões de gases de efeito estufa. Da mesma forma, o transporte de petróleo por oleodutos pode ter impactos ambientais significativos, especialmente no caso de vazamentos e derramamentos.

Assim, o Brasil enfrenta o desafio de equilibrar a necessidade de expandir sua infraestrutura de gasodutos e oleodutos com a necessidade de mitigar os impactos ambientais. Para isso, é fundamental investir em tecnologias mais limpas e eficientes, bem como garantir que novos projetos de infraestrutura de transporte dutoviário sejam realizados de maneira ambientalmente responsável.

Nesse contexto, o setor de petróleo e gás deve levar em consideração uma série de práticas ambientais, sociais e de governança (ESG) em seus planos de expansão. Isso pode incluir a adoção de tecnologias que minimizem o vazamento de metano durante o transporte de gás natural, a implementação de planos robustos de prevenção e resposta a derramamentos para oleodutos e a realização de avaliações de impacto ambiental rigorosas para novos projetos.

Além de mitigar os impactos ambientais, o setor de petróleo e gás também deve olhar para o futuro e considerar as oportunidades apresentadas pela transição para fontes de energia mais limpas e renováveis. O Brasil já é líder global na produção e distribuição de biocombustíveis, principalmente o etanol de cana-de-açúcar e o biodiesel, e há oportunidades significativas para expandir ainda mais esse setor.

Por exemplo, o desenvolvimento de infraestruturas para o transporte e distribuição de biocombustíveis pode ser uma área de crescimento futuro para a indústria de downstream. Da mesma forma, o investimento em tecnologias para o armazenamento subterrâneo de gás (UGS) pode permitir que a indústria de gás natural continue a desempenhar um papel importante no mix de energia do Brasil, mesmo em um cenário de redução das emissões de CO₂.

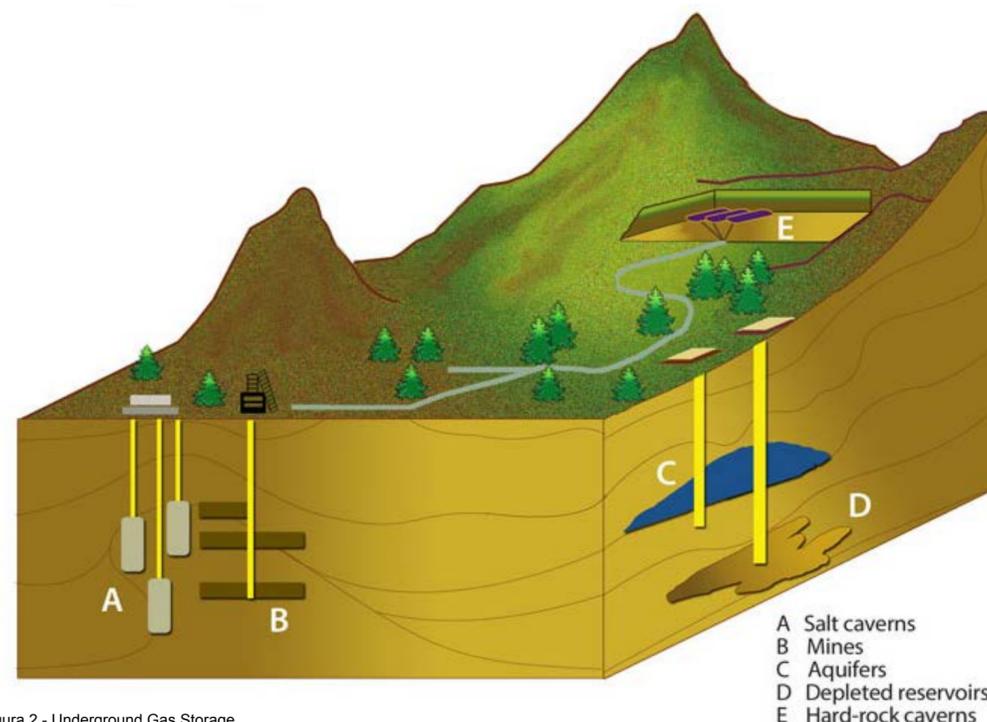


Figura 2 - Underground Gas Storage

A expansão dos gasodutos e oleodutos no Brasil é uma questão complexa que exige uma cuidadosa consideração dos impactos ambientais e das oportunidades de sustentabilidade. Ao equilibrar esses fatores, o Brasil tem a oportunidade de não só expandir sua

infraestrutura de energia, mas também de se posicionar como líder em práticas sustentáveis e inovadoras na indústria de petróleo e gás.

A Importância Vital dos Gasodutos e Oleodutos para a Economia Brasileira: Uma Perspectiva Sustentável comparada aos Estados Unidos

Os gasodutos e oleodutos ocupam uma posição central na economia brasileira, servindo como o coração pulsante de uma indústria de downstream vital para a produção de energia do país. Embora enfrentem uma variedade de desafios, as perspectivas para o futuro são amplamente positivas, com desenvolvimentos como a liberalização do mercado de gás natural e o aumento da produção doméstica de petróleo e gás natural oferecendo novas oportunidades para o setor. No entanto, é fundamental que estes avanços sejam acompanhados por um forte compromisso com a sustentabilidade. Afinal, o futuro da indústria de gasodutos e oleodutos do Brasil não depende apenas da capacidade de atender à demanda por energia, mas também de fazê-lo de uma maneira que seja ambientalmente responsável e sustentável.

Para melhor entender essa dinâmica, é instrutivo olhar para a experiência dos Estados Unidos, um país com uma indústria de petróleo e gás bem desenvolvida e uma infraestrutura de gasodutos e oleodutos muito extensa. Como o Brasil, os EUA enfrentam desafios significativos relacionados à manutenção e modernização de sua infraestrutura existente de gasodutos e oleodutos, bem como à necessidade de diversificar suas fontes de energia.

Em termos de expansão e modernização, a indústria de petróleo e gás dos EUA tem feito progressos significativos. Muitos dos gasodutos e oleodutos mais antigos do país foram substituídos ou modernizados, o que não apenas melhorou a eficiência do sistema, mas também reduziu os riscos de vazamentos e derramamentos. Além disso, a expansão da infraestrutura de

artigo II (continuação)

gasodutos permitiu aos EUA tirar proveito do boom do gás de xisto (shale gas), que transformou o país em um dos maiores produtores de gás natural do mundo.

No que diz respeito à diversificação das fontes de energia, os EUA têm avançado no desenvolvimento de fontes de energia renováveis, como a energia solar e eólica. No entanto, o gás natural continua a desempenhar um papel importante no mix de energia do país, tanto para a geração de eletricidade quanto para o aquecimento residencial e comercial.

Tal como o Brasil, os EUA também enfrentam desafios relacionados à sustentabilidade de sua indústria de petróleo e gás. Embora o país tenha feito progressos na redução das emissões de gases de efeito estufa da produção de energia, ainda há muito trabalho a ser feito. Isso inclui investir em tecnologias de captura e armazenamento de carbono, bem como continuar a promover a transição para fontes de energia mais limpas e renováveis.

A experiência dos EUA sugere que, embora os desafios que o Brasil enfrenta sejam significativos, eles não são intransponíveis. Com um forte compromisso com a modernização, a diversificação e a sustentabilidade, o Brasil tem a oportunidade de não apenas atender à crescente demanda por energia, mas também de continuar a expansão da estrutura dutoviária no país.

Sobre o Autor:

Felipe Germini é o fundador e Managing Partner da A|F Consulting Partners, consultoria brasileira especializada no setor de Petróleo e Gás. Com mais de 25 anos de experiência no setor, ele ocupou vários cargos de liderança na Schlumberger Oilfield Services, incluindo gerência executivo e planejamento de operações onshore e em águas profundas em todo o mundo. Suas áreas de especialização incluem transformação organizacional, melhoria de processos,

desenvolvimento de negócios e gerência de operações.

Felipe Germini também participa de diversos comitês relacionados ao setor, como o Comitê Técnico de Abandono de Poços e o Comitê de Sustentabilidade da SPE Brasil, além de ser membro do Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP).

A A|F Consulting Partners oferece Consultoria como Serviço (CaaS) em Gestão Estratégica e Suporte Técnico a diversos clientes locais e internacionais, com foco principal em assessoria em desenvolvimento de negócios, fusões e aquisições, gestão integrada de projetos e digitalização.



Foto: Divulgação



ARBJ
ENGENHARIA

Projetos

Estruturas Metálicas

Engenharia

**Gerenciamento
de Obras**

Construção

contato:

andersondrsampaio@gmail.com

Petrobras informa sobre licenciamento do bloco FZA-M-59 no Amapá



Foto: Divulgação

A Petrobras recebeu com surpresa a notícia de indeferimento do processo de licenciamento ambiental do bloco FZA-M-59 em Amapá Águas Profundas e informa que ainda não foi notificada oficialmente. A companhia continuará buscando essa licença e exercerá seu direito de pedir reconsideração em âmbito administrativo.

A Petrobras reitera que atendeu rigorosamente todos os requisitos do processo de licenciamento e todos os recursos mobilizados no Amapá e no Pará para a realização da Avaliação Pré-Operacional (simulado para testar os planos de resposta à emergência) foram feitos estritamente em atendimento a decisões e aprovações do Ibama.

O desenvolvimento deste bloco é um compromisso assumido pela Petrobras perante a ANP, que incorre em multa contratual se não for realizado.

A companhia segue comprometida com o desenvolvimento da Margem Equatorial brasileira, reconhecendo a importância de novas fronteiras para assegurar a segurança energética do país e os recursos necessários para a transição energética justa e sustentável. Para suprir a demanda futura do Brasil por petróleo, o país terá de procurar novas fontes, além do pré-sal.

Neste sentido, a Petrobras está empenhando esforços para obtenção da licença de perfuração na Bacia Potiguar, conforme planejamento previsto no seu Plano Estratégico 2023-27, assim como a execução dos projetos de exploração previstos no Brasil e no exterior.

Diante da confirmação da decisão noticiada, a sonda e os demais recursos mobilizados na região do bloco FZA-M-59 serão direcionados, nos próximos dias, para atividades da companhia nas bacias da região Sudeste.

Com essa decisão, o país abre mão do direito de confirmar potencial que poderia contribuir para o desenvolvimento econômico e social das regiões Norte e Nordeste do país.

A Petrobras afirma, uma vez mais, que a perfuração de poço objeto deste licenciamento está localizado a uma distância de 175 quilômetros da costa do Amapá e a mais de 500 quilômetros de distância da foz do rio Amazonas.

Histórico

Diferentemente do que está colocado na decisão do Ibama, a Petrobras reforça os aspectos técnicos que corroboram a conduta e o posicionamento da empresa neste processo de licenciamento:

1 – As condições colocadas originalmente pelo Ibama foram plenamente atendidas.

Em 2020, quando a Petrobras assumiu a operação do bloco pela BP Energy, o IBAMA estabeleceu como condição para a continuidade do processo de licenciamento ambiental a manutenção das premissas já aprovadas e a assunção de todos os compromissos definidos até aquele momento, a saber: (i) Aeroporto de Oiapoque como base aérea; (ii) Porto de Belém como base logística; (iii) Centro de Reabilitação e Despetrolização de Fauna (CRD) em Belém.

Dentro destes compromissos, a companhia reformou o Aeroporto de Oiapoque e construiu o CRD no local aprovado pelo Ibama.

Em setembro de 2022, o Ibama sinalizou que a única pendência para a realização da Avaliação Pré-Operacional seria a apresentação da licença de operação do Centro de Reabilitação de Fauna em Belém e as vistorias da sonda de perfuração e embarcações de apoio.

2 – Estudos técnicos ratificam que não há possibilidade de, em caso remoto de vazamento, do óleo chegar à costa.

Em janeiro de 2023, o órgão ambiental ratificou a aprovação da modelagem de dispersão de óleo elaborada pela empresa, realizada com base no Termo de Referência emitido pelo Ibama. Tal modelagem indica não haver probabilidade de toque de óleo na costa brasileira.

3 – O Ibama já reconheceu que não há embasamento legal para cobrar a realização da Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) como condição para emissão da licença de operação para perfuração.

No parecer do Ibama de janeiro de 2023, o órgão informou que “não há instrumentos jurídicos para justificar a recomendação

petróleo e gás (continuação)

de não emissão de licenças ambientais de perfuração exploratória até que seja realizada uma avaliação ambiental estratégica – como a AAAS.”

4 – O Ibama afirmou, em parecer técnico, que o plano da Petrobras para resposta à emergência é robusto.

Em 15/02/23, a equipe técnica do Ibama afirmou que “O plano de emergência conceitual para a atividade de perfuração do Bloco FZA-M-59 apresenta-se alinhado com as solicitações da equipe técnica.

Demonstra ter opções de ferramentas, comunicação/ articulação prévia com países potencialmente afetados e opções de técnicas de resposta adequadas aos cenários acidentais previstos.”

5 – O Ibama vistoriou e aprovou o Centro de Despetrolização e Reabilitação de Fauna de Belém em fevereiro de 2023

O tempo de resposta para atendimento à fauna, em caso de vazamento, atende aos requisitos estabelecidos no Manual de Boas Práticas para manejo de fauna atingida por óleo do Ibama. A Petrobras também disponibilizou embarcações de velocidade para reduzir o tempo de atendimento.

6 – A licença em questão se restringe à perfuração de poço com o objetivo de verificar a existência ou não de jazida petrolífera na Margem Equatorial

O processo de licenciamento do bloco FZA-M-59 seguiu todo o rito definido em legislações federais, sobretudo a Portaria MMA nº 422/2011, que dispõe sobre procedimentos para o licenciamento ambiental federal de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

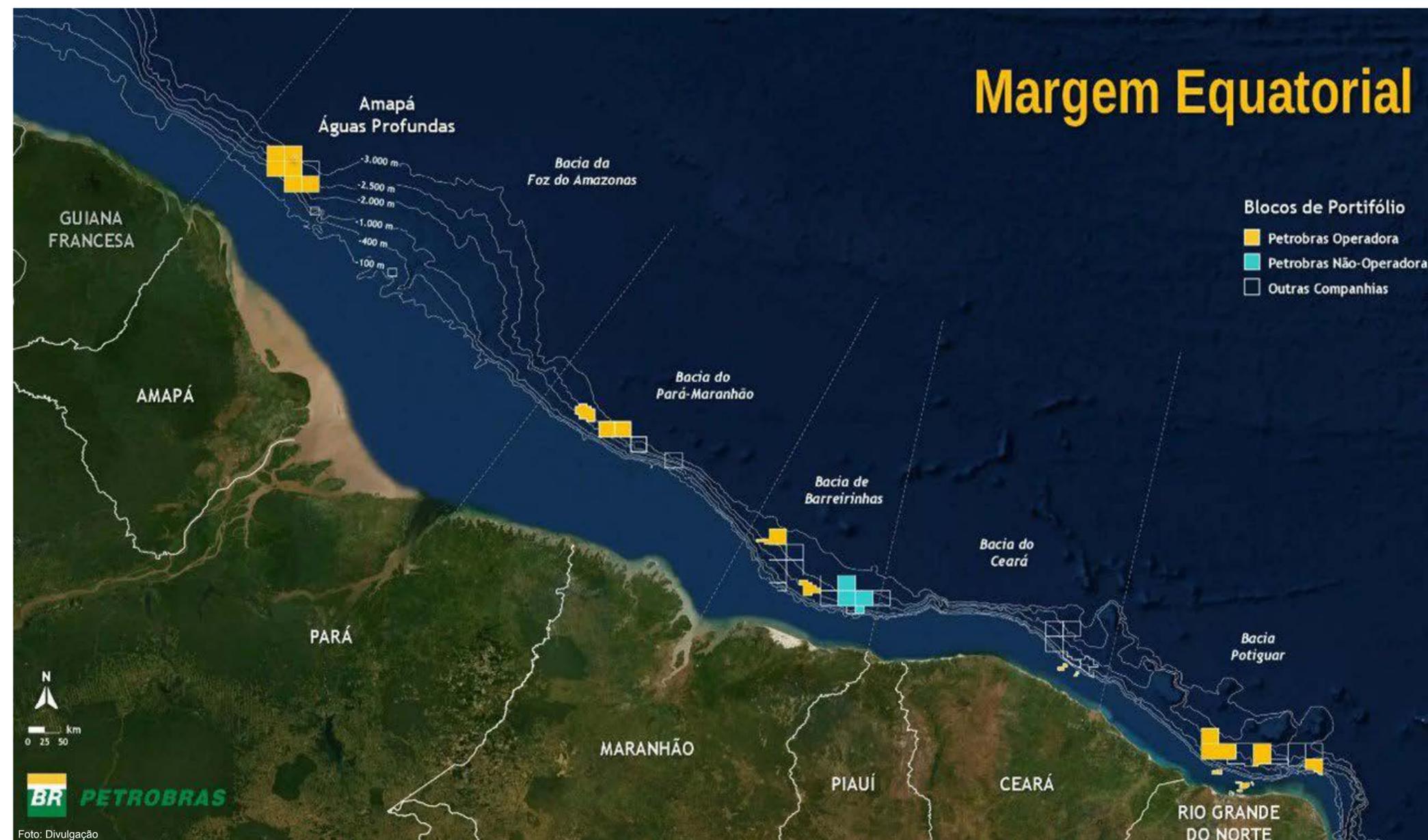
De acordo com esta Portaria, o licenciamento é realizado por

atividade, a saber, sísmica, perfuração e produção, não sendo prevista a antecipação da avaliação de impactos de atividades futuras no licenciamento em questão (atividade de perfuração).

Portanto, somente após a perfuração desse poço, se confirmará o potencial do ativo, a existência e o perfil de eventual jazida. A Petrobras pleiteou apenas a licença para atividade de perfuração do poço e para isso apresentou todos os estudos e

projetos necessários.

Em caso de confirmação do potencial da reserva, outro processo de licenciamento será realizado. Por fim, a Petrobras foi surpreendida pelo indeferimento do Ibama, sem sequer permitir a realização do simulado para a avaliação em campo da efetividade dos planos de resposta apresentados pela Petrobras.



Br.Digital oferece conectividade de qualidade à plataforma de petróleo em distância recorde

Conexão para plataforma da PRIO promovida pela associada da TelComp é de 182 quilômetros, sem interferências



Foto: Divulgação

A Br.Digital, empresa associada à TelComp (Associação Brasileira das Prestadoras de Serviços de Telecomunicações Competitivas (TelComp)), conseguiu um feito inédito no Brasil: fazer uma conexão de enlace de rádio a 182 quilômetros de distância, sem interferência. O projeto foi desenvolvido para a PRIO, maior empresa independente de óleo e gás do Brasil e especialista em recuperação de campos maduros.

A conexão é feita entre o Pico da Caledônia, na cidade de Nova Friburgo, e a plataforma petrolífera fixa Campo de Polvo, da PRIO, localizada a 100 quilômetros de Cabo Frio, na costa do Rio de Janeiro. A nova conectividade permitiu que a plataforma saltasse de uma velocidade de internet de 50 mega para 250 mega.

O número pode parecer pequeno quando comparado aos planos residenciais oferecidos pelos provedores de internet, mas, diante dos desafios de conectar uma estrutura do tamanho de uma plataforma de petróleo localizada a essa distância, é um grande ganho para o empreendimento. O projeto entrou em operação em janeiro de 2023.

Esse é um dos maiores enlaces de rádio sobre águas do mundo. O grande desafio do projeto foi fazer estudo para encontrar o melhor local, capaz de permitir essa transmissão, superando as possíveis falhas causadas pela curvatura da Terra, sem interferência. A altitude do Pico da Caledônia, com 2.200 metros, em Friburgo, compensou essa questão física e geográfica. O parceiro para a construção do equipamento foi a empresa israelense Ceragon.

No Pico da Caledônia, foram instalados dois rádios de micro-ondas com diâmetro de 1.2 e 2.4 operando na frequência de 6GHZ. O principal está instalado na torre com 37 metros de altura e o rádio de diversidade com altura de 25 metros.

Também foi instalado um abrigo refrigerado com monitoramento remoto de temperatura e umidade, energia estabilizada e banco de bateria com capacidade de carga de 12 horas, além de

redundância de um gerador de energia.

Segundo Luiz Henrique Barbosa da Silva, presidente executivo da TelComp, é muito gratificante ter a BR.Digital entre suas associadas, realizando um projeto tão complexo. “A missão da TelComp é fortalecer a competição, promover o desenvolvimento digital e fomentar soluções inovadoras para os negócios brasileiros, a BR.Digital se encaixa perfeitamente na nossa proposta e prova que as competitivas têm muito a contribuir para o desenvolvimento do setor”, reflete Barbosa.

Ao todo, foram seis meses de trabalho, desde o início dos estudos, passando pela fabricação do equipamento em Tel Aviv, até a ativação. “O equipamento foi feito de maneira customizada, atendendo às necessidades de frequência e potência da conexão com a plataforma.

O processo de instalação foi bem complexo, tendo em vista que dependíamos de boas condições climáticas para trabalhar e com helicópteros fazendo o transporte das peças”, detalha Vander Furmaniak, VP comercial da Br.Digital. O acesso ao local inclui uma escadaria com 600 degraus.

Até então, a plataforma era atendida por conexão por satélites, que têm baixa velocidade e alta latência na transmissão de dados. Isso impossibilita a realização de questões simples do dia a dia, como fazer uma chamada de vídeo.

“Eles estão conseguindo colocar novas inteligências embarcadas em cima da disponibilidade da conexão que foi criada, trazendo

petróleo e gás (continuação)

mais eficiência à gestão e facilitando a comunicação entre a sede da empresa, no Rio, e a plataforma. Também foi permitido a conexão por vídeo e redes privadas para IoT.

Além disso, parte da conexão é ofertada aos funcionários para que possam se comunicar com seus familiares, o que antes era mais difícil”, acrescenta Furmaniak.

A conexão acontece da seguinte forma: duas rotas de fibra óptica saem da sede da PRIO, na praia de Botafogo, no Rio de Janeiro, até o POP na cidade de Nova Friburgo. De lá, a conexão segue por fibra óptica e rádio até o POP instalado no Pico da Caledônia para então serem transmitidas por enlaces de rádio até a plataforma.

“O aumento na velocidade de transmissão de dados impacta muito na rotina e na eficiência da operação offshore. Esse incremento, permitiu que o contato com quem está no onshore aconteça sem oscilações, de forma instantânea, inclusive, compartilhando telas, imagens e apresentações.

Além disso, também contribuiu muito para o bem-estar da tripulação, agilizando a comunicação com quem está no continente e, também, oferecendo mais qualidade ao acessar as plataformas de streaming”, conta Diogo Cunha, coordenador de tecnologia da informação da PRIO.

O executivo da petroleira ainda destaca que esse também foi um projeto desafiador para a companhia, já que encontrar um fornecedor que entregasse a iniciativa completa não foi tarefa fácil. Cunha reforça que o esforço valeu a pena e que a PRIO já estuda ampliar esse modelo de conexão para outros ativos.

O projeto gerou um ganho enorme para PRIO, que hoje possui 2 ativos offshore, Plataforma de Polvo e FPSO de Bravo, utilizando do enlace e tem planos para adicionar mais um ativo no enlace, a Sonda King Maker. Tudo isso gerou um ganho na comunicação entre as unidades e terra.



Foto: Divulgação

Para realizar o projeto, foram envolvidos cerca de 20 profissionais, entre as equipes da Br.Digital e da Ceragon. Os técnicos precisam de certificações específicas para trabalhar em altitude e com a parte elétrica do projeto.

A área do Pico da Caledônia é controlada pela Marinha, que exige uma série de certificações para realizar o trabalho. Parte da equipe foi embarcada na plataforma e passou por treinamentos específicos para atuar em casos de emergência.

Furmaniak explica que, além do grande desafio técnico do projeto, foram enfrentados desafios pessoais dos profissionais envolvidos. “O embarque na plataforma durou três semanas, é um processo complexo. Nosso time trabalhou de forma bem ágil e assertiva para

não haver falhas ou atrasos. Na época da instalação, a PetroRio estava seguindo protocolos de combate à Covid, que incluíam o isolamento por até 15 dias da equipe que seguiria para a plataforma”, explica o executivo.

A experiência deu tão certo que a Br.Digital está desenvolvendo outros dois projetos de conexão para outras plataformas marítimas, com distâncias que passam dos 200 quilômetros da costa marítima. O novo projeto é mais complexo, pois a plataforma é flutuante e as antenas são programadas para não derrubar o sinal do rádio enlace. A previsão é que esse novo projeto esteja em funcionamento no segundo semestre deste ano.

Petrobras descobre hidrocarbonetos no pré-sal da Bacia de Santos

A Petrobras descobriu hidrocarbonetos em um poço exploratório no bloco Aram, no pré-sal da Bacia de Santos.

O poço 3-BRSA-1387D-SPS está localizado a 260 quilômetros da cidade de Santos-SP, em lâmina d'água de 1.979 metros.

Segundo a Petrobras, o poço está sendo perfurado e o intervalo portador de óleo foi verificado por meio de perfis elétricos e amostras de fluidos, que serão posteriormente caracterizados por meio de análises laboratoriais.

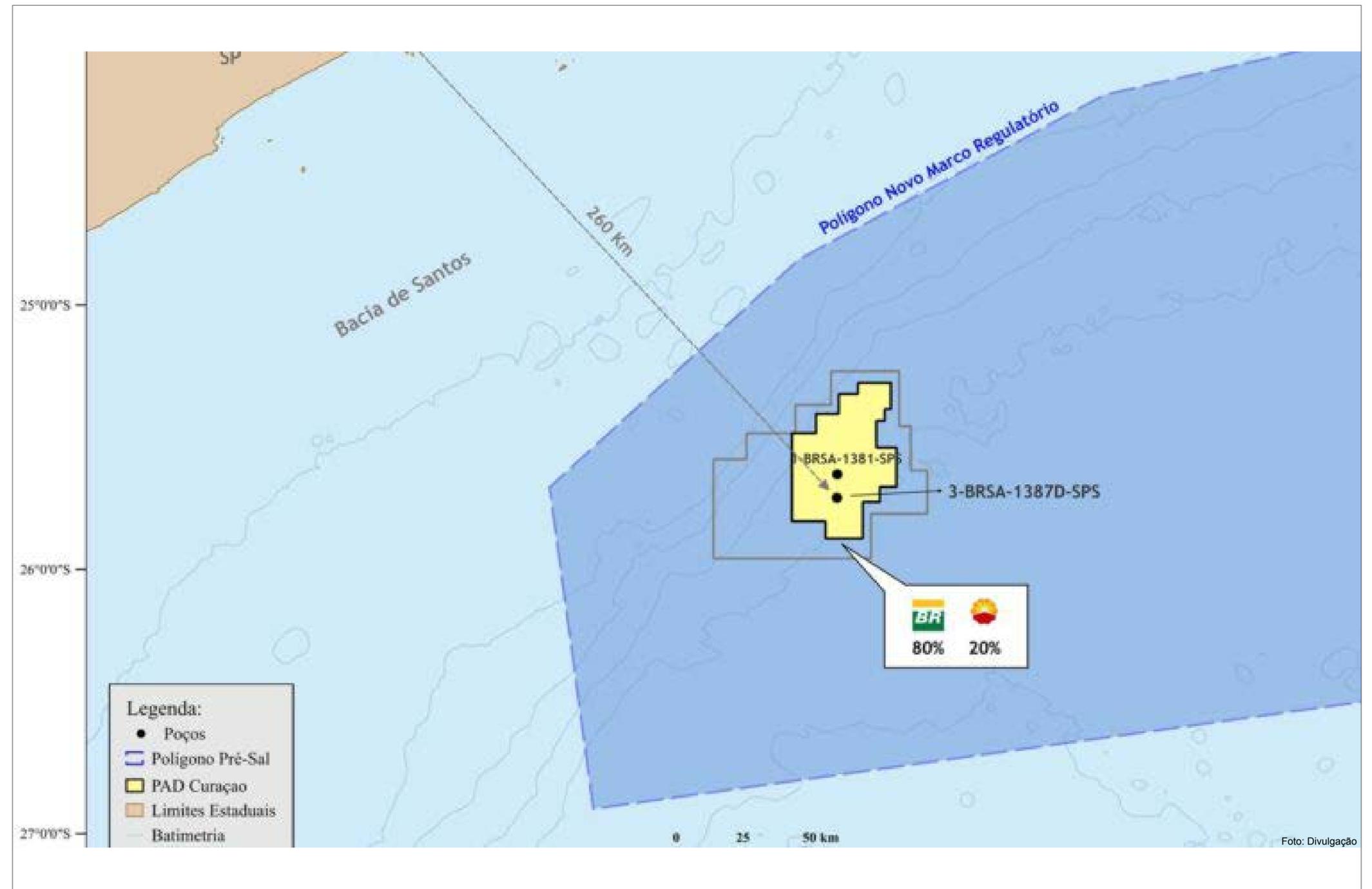
Espera-se que os dados permitam avaliar o potencial e direcionar as próximas atividades exploratórias na área.

A gigante brasileira de petróleo e gás também destacou que o consórcio continuará as operações para concluir a perfuração do poço até a profundidade esperada e caracterizar as condições dos reservatórios encontrados.

“O bloco Aram constitui um importante ativo para explorar o potencial remanescente do pré-sal, principalmente na bacia de Santos. Além disso, o poço apresentou um fluido de excelente qualidade, confirmando os baixos níveis de contaminantes. Essa descoberta amplia as possibilidades de expansão da jazida descoberta pelo poço pioneiro 1-BRSA-1381-SPS, neste bloco”, afirmou a Petrobras.

O bloco Aram foi adquirido em março de 2020, na sexta rodada de licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), sob o regime de Partilha de Produção, tendo a Pré-Sal Petróleo SA (PPSA) como gestora.

A Petrobras é a operadora do bloco e detém 80% de participação, em parceria com a CNPC, que detém os 20% restantes.



FPSO Cidade de Itajaí reinicia produção após manutenção prolongada

A Karoon Energy reiniciou a produção de ativos conectados ao FPSO Cidade de Itajaí, após trabalhos de manutenção.



Foto: Divulgação

A Karoon interrompeu a produção de Baúna, inclusive do campo de Patola, em 28 de março devido a um incidente de perda de contenção associado ao flare de alta pressão no FPSO Cidade de Itajaí.

Depois que o operador do FPSO, Altera e Ocyan, mobilizou uma equipe de especialistas para o FPSO para identificar a origem do vazamento e realizar os reparos, eles foram concluídos em 30 de março.

No entanto, a Karoon estendeu o desligamento para realizar

uma inspeção completa e testar os sistemas associados e antecipar parte do programa de manutenção planejado para julho.

A empresa anunciou agora que a produção de sua licença de produção BM-S-40 100% própria e operada foi reiniciada em 9 de maio, após a conclusão dos trabalhos de manutenção no Trem 1 dos dois trens de produção no Cidade de Itajaí.

A produção do Trem 2 foi reiniciada em 11 de maio, após um aumento gradual planejado do Trem 1 e a conclusão dos trabalhos de manutenção do Trem 2.

Atualmente, a produção do BM-S-40 está acima de 32.000 bopd de seis dos sete poços de produção, incluindo os dois poços de Patola, com as taxas diárias continuando a aumentar.

A Karoon tem como meta taxas de pico acima de 40.000 bopd na próxima semana, representando uma produção elevada após o fechamento.

De acordo com a empresa, espera-se que a produção caia para uma taxa estabilizada de aproximadamente 33.000 – 35.000 bopd dentro de algumas semanas antes de entrar em uma fase de declínio natural mais gradual até o ano fiscal de 2024 e além.

A parada anual de manutenção ainda está prevista para julho, porém, o escopo e o cronograma estão sendo analisados para determinar se pode ser adiado, dados os trabalhos já realizados.



Foto: Divulgação

Shell e Petrobras contratam navios-sonda da Noble

A Noble Corporation fechou contratos com a Shell e a Petrobras, respectivamente, para dois de seus navios-sonda de 7ª geração.



Foto: Divulgação

O contrato tem duração firme de dois anos e meio, com início previsto para o quarto trimestre do ano. Está avaliado em aproximadamente US\$ 500 milhões, incluindo uma taxa de mobilização e serviços adicionais fornecidos.

“Estamos muito satisfeitos por ter garantido este contrato, que verá um navio de perfuração da Noble reentrar nas águas brasileiras e marca nossa primeira colaboração com a Petrobras em muitos anos”, disse Robert Eifler, presidente e CEO da Noble Corporation.

“O Brasil é um dos mercados de águas profundas mais empolgantes do mundo atualmente, principalmente devido aos planos ambiciosos da Petrobras de desenvolver ainda mais o fornecimento de hidrocarbonetos brasileiros. Estamos ansiosos para entregar



Foto: Divulgação

A Shell contratou a Noble Voyager para perfurar um poço de exploração em águas profundas na costa da Mauritânia. O navio-sonda está atualmente operando para a offshore do México.

O novo contrato tem uma duração estimada de 60 dias a uma taxa diária não divulgada, inclui taxas de mobilização e desmobilização e inclui opções para estender a duração em até 24 meses adicionais.

De acordo com Noble, espera-se que as atividades comecem na continuação do contrato atual do navio-sonda com a Shell.

Além disso, a Petrobras assinou um contrato de longo prazo para o navio de perfuração de águas ultraprofundas Noble Faye Kozack para operações nos campos BM-S-11 e Tupi offshore no Brasil. O navio de perfuração está atualmente operando no Golfo do México dos EUA.

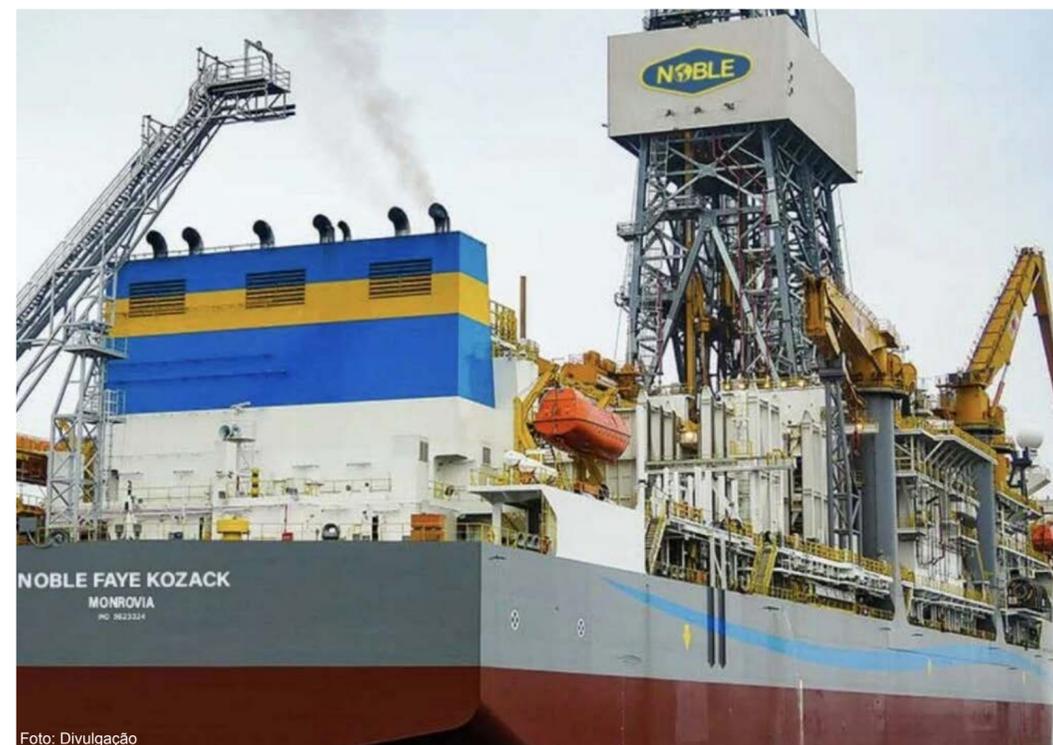


Foto: Divulgação

operações seguras e eficientes neste escopo de trabalho de longo prazo.

” No início deste mês, a Noble Corporation informou que havia conquistado novos contratos e extensões para várias plataformas na Guiana, Colômbia, no Golfo do México dos EUA e no offshore de Sarawak, na Malásia.

Graças aos novos negócios totalizando US\$ 1,1 bilhão, garantidos nos últimos três meses, a carteira de pedidos total da Noble aumentou para US\$ 4,6 bilhões, de US\$ 3,9 bilhões em 31 de dezembro de 2022.

A receita de serviços de perfuração contratada da empresa para o 1T 2023 totalizou US\$ 575 milhões devido à menor utilização, em comparação com US\$ 586 milhões no quarto trimestre de 2022 e US\$ 195 milhões no 1T 2022.

Revista digital 
Oil & Gas Brasil

PAUTA - JULHO

Matéria de Capa

Gás Natural: Avanços e Impasses

Matéria Técnica

Segurança Operacional de poços

Entrevista

Sinaval

Entrega de Material: 05/07/2023

Circulação: 10/07/2023



fornecedores: produtos/serviços



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

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

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

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

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



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

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



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

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

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



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

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

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

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

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



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

Fomos pioneiros na abertura do mercado e na exploração no pré-sal brasileiro e atualmente, somos uma das empresas que mais produzem petróleo e gás no Brasil.

Somos uma Companhia brasileira de exploração e produção de petróleo e gás e somos parte do Grupo Repsol.

Ocupamos posição estratégica nas áreas de maior potencial do pré-sal brasileiro com atividades nas Bacias de Santos e Campos. Nossa carteira de ativos inclui três campos produtivos, Albacora Leste, Sapinhoá e Lapa e blocos exploratórios de grande potencial.

Começamos nossas atividades no Brasil em 1997, importando, comercializando e distribuindo, diretamente, óleos básicos e produtos petroquímicos. E em 2010, reestruturamos o nosso portfólio de ativos e focamos nossas atividades em upstream. No mesmo ano, fomos a empresa estrangeira privada que mais investiu em Exploração no país.



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

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

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

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

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

fornecedores:

produtos/serviços



End.: Rua Sete de Março, 370
- Bonsucesso
Cep: 21043-030 Rio de Janeiro RJ
Tel.: (21) 2560-4286 / 96448-0102
e-mail: vesper@vesper.ind.br
Site: <https://www.vesper.ind.br/>



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



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

Fabricamos:

- Exaustores Axiais Vesper EX
- Exaustores Centrifugos Vesper EX
- Ventiladores Vesper EX
- Exaustores e Ventiladores Vesper EX Portáteis
- Fabricamos Modelos sobre Encomenda EX

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

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

[CLIQUE AQUI](#) e veja uma breve apresentação da RJ VIP.

R ESINA - O sistema **CHOCKFAST** para alinhamento permanente de compressores e máquinas rotativas consiste de calços de resina epóxi líquida:
- **ORANGE:** Para alinhamentos críticos e de precisão.
- **RED:** Revestimento de alta resistência à compressão;

O que é um calçamento CHOCKFAST?

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

Chockfast Orange - Linha Naval: [Ficha técnica](#)
Certificados: [ABS](#), [Lloyd's Register](#), [DNV.GL](#), [Bureau Veritas](#)
Boletim Téc.: [Orange 3](#), [Orange 2](#) | [FISQP Resina](#) | [FISQP Hardener](#)
Chockfast Red - Linha Industrial: [Ficha técnica](#) | **Boletim Téc.:** [6181ChockfastRedSG](#) | [FISQ Resina](#) | [FISQP Hardener](#) | [FISQ Agregado](#)



End.: R. Frederico Lagassa, 30, Sl. 408
Edif Scheila - Gurigica
Cep: 29046-050 Vitória ES
Tel.: (11) 3064-3588 / (27) 99947-6857
e-mail: marcelo@mhamsi.com.br
Site: <https://www.pgpitech.com/>

P ara atender ao mercado nacional e internacional SaaS, foi criada a empresa spin-off PGPI Asset Integrity Engenharia LTDA, originada da visão empreendedora de seu fundador Marcelo Hamsi, Engenheiro civil, formado pela Universidade Mackenzie e com uma sólida carreira em empresas de engenharia, de montagens industriais e de multinacionais do segmento químico; nascia em 1990, a M.HAMSI Engenharia e Consultoria Ltda, uma empresa de engenharia especializada na gestão completa dos processos de manutenção industrial. Os serviços desenvolvidos pela empresa abrangiam ontagens eletromecânicas, instalações elétricas e hidráulicas, projetos e execuções de obras civis e terceirização de manutenção. De olho no potencial do mercado de manutenção da pintura, a empresa desenvolveu o PGPI® – Programa para gestão da pintura e isolamento, uma solução pioneira e inovadora, com tecnologia própria, que atua na gestão de projetos de manutenção da pintura industrial e isolamento térmico, atuando de forma sistêmica e online, oferecendo ferramentas para o controle dos serviços de manutenção contratados permitindo rastreabilidade, aumento da eficiência e redução de custos. Para atender ao mercado nacional e internacional SaaS (Software as a Service), foi criada, em 2018, a empresa PGPI Asset Integrity Engenharia Ltda., capitaneando o negócio PGPI®. Já atua em todo território nacional, está preparada para expandir seus serviços para o mercado internacional.

Nosso Portfólio: [PGPI Pitch \(PT\)](#), [Portfólio PGPI](#), [Networking PGPI](#), [TI do PGPI](#)



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

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

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

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



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

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

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

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

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

fornecedores:

produtos/serviços



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

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

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



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



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

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

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

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

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



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

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

Segmentos:

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

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



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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

Emerson. Go Boldly™

SUA MARCA

ANUNCIE AQUI

APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:

 **fornecedores:**
produtos/serviços

SUA MARCA

anuncie aqui

SUA MARCA

anuncie aqui

SUA MARCA

anuncie aqui

APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:

APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:

APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:

SUA MARCA

anuncie aqui

SUA MARCA

anuncie aqui

SUA MARCA

anuncie aqui

APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:

APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:

APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:

**Revista digital
Oil & Gas Brasil**

**Próxima edição: nº 42 - Julho
Entrega de material: 05/07/23
Circulação: 10/07/23**

ANUNCIE CONOSCO!!!

