

Revista digital Oil & Gas Brasil

Ano 2022 . Edição 35 . nº 035

- * **Prosafe assina contrato com a Petrobras**
- * **Equinor inicia perfuração no campo de Bacalhau**
- * **Karoon concluiu a perfuração de dois poços**
- * **CNOOC paga quase US\$ 2 bilhões à Petrobras**
- * **Bureau Veritas inaugura laboratório petroquímico**

Perspectivas do mercado de óleo e gás para 2023



Entrevista exclusiva



Sylvia Maria Couto dos Anjos,
diretora-executiva da ABGP

**Conhecimento e
Tecnologia são
fundamentais para a
indústria de O&G avançar**

Petrobras planeja investimentos de US\$ 78 bilhões nos próximos cinco anos



Sumário

4 matéria de capa

15 artigo I

9 entrevista exclusiva

30 petróleo e gás

Seções:

02 sumário

03 editorial

14 petróleo e gás

19 petróleo e gás

20 artigo II

21 petróleo e gás

25 petróleo e gás

27 artigo III

30 petróleo e gás

31 petróleo e gás

32 petróleo e gás

33 petróleo e gás

34 petróleo e gás

35 petróleo e gás

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

Diretora: Renata Soares **Reportagem:** Flávia Vaz e Julia Vaz
Editores: Flávia Vaz **Comercial:** Irys Lima / Leandro Jesus / Lorraine Fourny
Diagramação: MJB Editores Associados **Fotos:** Banco de imagens da Petrobras, Ag. Petrobras, ANP e Redação. **Circulação:** Mensal envio para + 30 mil e-mails. As matérias jornalísticas e artigos assinados em Revista digital Oil & Gas Brasil somente poderão ser reproduzidos, parcial ou integralmente, mediante autorização da diretoria. Os artigos assinados não refletem necessariamente a opinião da Revista digital Oil & Gas Brasil. A revista é dirigida a empresários, executivos, engenheiros, geólogos, técnicos, pesquisadores, fornecedores, prestadores de serviços e compradores do mercado petrolífero brasileiro.

Editorial

2023...

A Petrobras ampliará em 15% o seu volume de investimentos ao longo dos próximos cinco anos, atingindo US\$ 78 bilhões (CAPEX), além de cerca de US\$ 20 bilhões previstos em novos afretamentos de plataformas, totalizando assim quase US\$ 100 bilhões de recursos em projetos. Este valor está no mesmo patamar que a média dos pares da indústria. Considerando apenas o CAPEX, o montante é superior à média dos últimos cinco planos estratégicos, que foi de US\$ 72 bilhões, e sinaliza que os investimentos voltaram ao patamar pré-covid. Norteada pelo compromisso de gerar valor para a sociedade e acionistas, a Petrobras, ao longo de 2022, entregou uma performance operacional e financeira com plena aderência ao seu Plano Estratégico 2022-2026, mostrando sua resiliência e solidez, aumentando, dessa forma, o grau de confiança na consecução de suas metas.

Como destaque, os projetos com foco na transição energética direcionados a iniciativas em baixo carbono foram alavancados e atingem US\$ 4,4 bilhões, dos quais US\$ 3,7 bilhões serão aplicados em projetos que contribuem para as iniciativas de descarbonização das operações (escopos 1 e 2), US\$ 600 milhões em iniciativas do Programa BioRefino (diesel renovável e bioquerosene de aviação) e US\$ 100 milhões em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) para novas competências. Do total de US\$ 3,7 bilhões dos projetos de descarbonização, destaca-se o fundo para desenvolvimento de novas iniciativas para descarbonização, totalizando US\$ 600 milhões em aportes em projetos que contribuem para descarbonização das operações da empresa, quase o dobro dos recursos alocados para o fundo no plano estratégico anterior.

boa leitura!

A editora



Foto: Divulgação

Perspectivas 2023: Indústria de O&G incorpora transição energética em sua retomada

A previsão da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) de que o Brasil vai aumentar produção de líquidos em 2022, devido ao forte crescimento registrado em outubro, mantendo essa linha ascendente em 2023, posiciona o país como um dos principais expoentes do setor nesse início de década.

Por Julia Vaz



Foto: Shell Brasil - Divulgação

A projeção da entidade que há décadas vem ditando os preços do petróleo no mercado internacional, mostra que o Brasil é um player importante no cenário mundial de óleo e gás.

No relatório mensal, publicado no dia 13 de dezembro, a Opep prevê que o Brasil vai elevar a produção de líquidos (incluindo os biocombustíveis) em 100 mil barris por dia (bpd), para atingir 3,7 milhões de bpd este ano, chegando a 3,9 milhões de bpd em 2023. Crescimento que deverá ser suportado principalmente pela produção de campos do pré-sal, como Mero, Búzios, Tupi, Sépia, Marlim e Itapu (Florim).

Ainda que não tenha consolidado os dados de novembro, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), registrou o aumento significativo da produção brasileira, que alcançou quase 4,2 milhões de barris de óleo equivalente por dia – dos quais quase 3,2 milhões de boed extraídos de campos no pré-sal. Os campos marítimos produziram quase 98% do total de petróleo e mais de 85% do gás natural.

Histórico de produção de petróleo – óleo e condensado (Mbbbl/d)

	10/2021	11/2021	12/2021	01/2022	02/2022	03/2022	04/2022	05/2022	06/2022	07/2022	08/2022	09/2022	10/2022
Condensado	8	8	8	8	8	8	9	8	7	7	7	7	7
Óleo	2.770	2.843	2.830	3.025	2.909	2.973	2.991	2.871	2.821	2.955	3.079	3.141	3.237
Petróleo	2.778	2.852	2.838	3.032	2.917	2.981	2.999	2.879	2.829	2.963	3.087	3.148	3.245

Histórico de produção de gás natural – GASA e GASN (MMm³/d)

	10/2021	11/2021	12/2021	01/2022	02/2022	03/2022	04/2022	05/2022	06/2022	07/2022	08/2022	09/2022	10/2022
GASA	111	114	115	123	119	120	122	117	112	118	121	124	131
GASN	21	22	17	14	14	15	15	15	21	18	19	19	18
Gás	132	137	132	137	133	134	137	132	133	136	140	143	149
Total													

A Pré-Sal Petróleo (PPSA) confirma os bons resultados na produção: em outubro arrecadou R\$ 1,06 bilhão, resultado recorde na comercialização da parcela de petróleo e gás de direito da União em contratos de partilha de produção.

O acumulado no ano é R\$ 3,6 bilhões, gerando a expectativa de fechar 2022 com quase R\$ 4,3 bilhões (mais da metade dos R\$ 7,55 bilhões arrecadados desde a sua criação, há nove anos).

O que representará em torno de 260% acima do resultado de 2021 (R\$ 1,22 bilhão).

O regime de partilha foi criado em novembro de 2013 e a produção

iniciou-se no final de 2017, com o Pioneiro de Libra, na então Área de Desenvolvimento de Mero, na época com 2 mil barris de petróleo por dia (bpd). Atualmente, seis contratos estão produzindo, em média, 722 mil bpd (números de agosto).

“A produção seguirá em curva de crescimento ao longo da década, com a entrada de novos campos. Consequentemente, a parcela de petróleo e gás natural da União também aumentará nos próximos anos. Nossos estudos estimam que até 2031 nossa comercialização anual será de R\$ 150 bilhões”, afirmou o diretor-presidente da empresa, Eduardo Gerck.

Mais Gás

Embora faça uma projeção positiva, a Opep reconhece que a necessidade de manutenção poderá demandar algumas interrupções da produção, além de mencionar o impacto em potencial de mudanças econômicas e políticas decorrentes de um novo governo “que prometeu gastos sociais significativamente maiores”.

Não há dúvida de que haverá mudanças significativas na política econômica do país, mas as perspectivas da cadeia produtiva de óleo e gás é de retomada do crescimento do setor, com aumento da produção e das atividades exploratórias, com aquecimento da demanda de bens e serviços.

No upstream, além do incremento da produção de óleo, a perspectiva é de ampliação do mercado de gás, da extração ao consumo, passando pela implantação de novas rotas de

matéria de capa (continuação)

escoamento do energético produzido no pré-sal.

É o que sinaliza o PIG 2022 - Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte, apresentado no início de dezembro pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no qual foram analisados “1.066 km de projetos de gasodutos de transporte, que somados representam investimentos da ordem de R\$ 20,5 bilhões”.

A EPE lembra que nos ciclos anteriores (PIG 2019 e PIG 2020) já haviam mapeados 17 projetos indicativos de gasodutos de transporte, somando cerca de 6.349 km de extensão e investimentos da ordem de R\$ 61 bilhões.

“Assim, os projetos indicativos analisados pela EPE nos ciclos 2019, 2020 e 2022 na metodologia do PIG somam 7.615 km de extensão, com investimentos que alcançam o patamar de R\$ 81,5 bilhões (somatório dos investimentos apresentados em cada um dos ciclos do PIG, sem que os custos anteriores tenham sido reajustados para uma data-base atual).

Contudo, a implementação desses empreendimentos depende da implantação dos projetos de usinas termelétricas enquadradas nas regras da Lei nº 14.182/2021 e no Decreto nº 11.042/2022 nas áreas de influência destes gasodutos.

“Os grandes empreendimentos são naturalmente responsáveis pela maior parcela da demanda necessária para viabilização de gasodutos e, neste caso, a demanda termelétrica tem papel fundamental para ancorar os projetos propostos neste PIG”, aponta o estudo.

Menos emissões

Mais um indicativo da importância do gás natural na nossa matriz energética, que é uma das mais limpas do mundo, bem como de seu papel na transição energética.

Um processo que também abre novas oportunidades para a indústria de óleo e gás, que vem investindo no desenvolvimento e incorporação de novas tecnologias e processos visando a redução das emissões e descarbonização das operações.

De acordo com o Plano Estratégico 2023-2028 da Petrobras, estão previstos US\$78 bilhões de investimentos nos próximos cinco anos (23% superior ao anterior, de US\$ 55 bilhões). Deste total, 84% serão direcionados para o segmento de exploração e produção (E&P).

Mas as iniciativas em baixo carbono foram alavancadas, somando agora US\$ 4,4 bilhões, dos quais US\$ 3,7 bilhões serão aplicados em projetos que contribuem para as iniciativas de descarbonização das operações (escopos 1 e 2), US\$ 600 milhões em iniciativas do Programa BioRefino (diesel renovável e bioquerosene de aviação) e US\$ 100 milhões em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) para novas competências.



Foto: Divulgação

“Do total de US\$ 3,7 bilhões dos projetos de descarbonização, destaca-se o fundo para desenvolvimento de novas iniciativas para descarbonização, totalizando US\$ 600 milhões em aportes em projetos que contribuem para descarbonização das operações da empresa, quase o dobro dos recursos alocados para o fundo no plano estratégico anterior”, pontua a estatal.

“Os demais US\$ 3,1 bilhões estão detalhados nos segmentos de negócio da companhia, com destaque para captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS); sistemas de detecção de metano; configuração All Electric (eletrificação de plataformas); sistema de recuperação de gases, incluindo flare fechado; eficiência energética e projetos de redução de emissões em refinarias”, complementa.

Demandas para a cadeia produtiva, incluindo startups e deeptech, que vêm desenvolvendo soluções inovadoras com recursos da cláusula de PD&I dos contratos de concessão. Até o final do primeiro trimestre deste ano, esses recursos somavam mais de R\$23 bilhões, devendo chegar próximo de R\$24 bilhões até o início de 2023.

Nos últimos dez anos, em função dos investimentos obrigatórios de 15 companhias, nacionais e estrangeiras, quase R\$16 bilhões foram alocados em projetos junto a universidades e empresas fornecedoras de tecnologia, de startups a companhias globais.

Explorar e produzir

Ainda que as atividades exploratórias estejam longe dos números registrados há uma década – somente em 2011, foram perfurados 149 poços, dos quais 85 geraram notificações de descobertas – , aos poucos as oil companies vêm retomando essas operações.

Em 2022 foram iniciados 23 poços exploratórios, dos quais 13 resultaram em notificações. Todos em áreas terrestres,

matéria de capa (continuação)

sinalizando o reaquecimento do onshore brasileiro. Em junho desse ano a ANP aprovou a Resolução ANP nº 878/2022, que dá às empresas detentoras de contratos para exploração e produção de petróleo e gás a possibilidade de prorrogação, pelo período de 18 meses, de prazos da primeira fase desses contratos, que é a de exploração. A norma atende a uma demanda da indústria.

O objetivo é minimizar os impactos negativos gerados pelo cenário de incertezas na indústria do petróleo e gás, derivados de um contexto conjuntural, agravados em virtude da pandemia de Covid-19.

Mais além de poços exploratórios, o que a indústria vem incrementando é a perfuração de poços para otimizar a produção: desde poços pioneiros de desenvolvimento a poços de extensão, injeção ou especial, em 2022 foram quase 200 poços marítimos e terrestres, uma vez que as companhias independentes estão atuando firme em seus ativos, grande parte deles decorrentes do desinvestimento da Petrobras.

A estatal vai investir nos próximos cinco anos US\$ 64 bilhões (83% do CAPEX) na área de Exploração e Produção, sendo a maior parte destinada a projetos no pré-sal, que responderá por 78% de toda a produção em 2027.

Para atingir a marca de 3,1 milhões de barris equivalentes de óleo e gás por dia em cinco anos, ela vai colocar em operação 18 novos FPSOs (unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência) em oito diferentes áreas – cinco dos quais devem iniciar a operação até 2023.

Somente o campo de Búzios receberá US\$ 23 bilhões no quinquênio, quando sua produção deverá se triplicar, saltando de 600 mil barris de petróleo por dia em 2023 para 2 milhões de barris em 2027.

A Margem Equatorial, nova fronteira exploratória localizada no norte e nordeste da costa brasileira, em faixa que se estende do Amapá ao Rio Grande do Norte, vai receber investimentos de aproximadamente US\$ 3 bilhões.

“Também serão aplicados recursos para a ampliação da infraestrutura de escoamento de gás, com a entrada de três novas rotas até 2027, somando mais de 50 milhões de m3/dia de capacidade de oferta de gás: Rota 3 conectada à UPGN de Itaboraí que terá uma capacidade de processamento de 21 milhões de m3/dia; Sergipe Águas Profundas (SEAP) com outros 18 milhões de m3/dia; e BM-C-33 com 16 milhões de m3/dia no Norte Fluminense” pontuou a estatal na apresentação de seu plano estratégico. As demais operadoras também preveem novos investimentos para este período.

Revitalizar e Descomissionar

As expectativas também são positivas para a cadeia produtiva de óleo e gás em função dos investimentos que estão sendo programados na revitalização dos campos maduros, marítimos e terrestres, bem como no descomissionamento de instalações offshore.

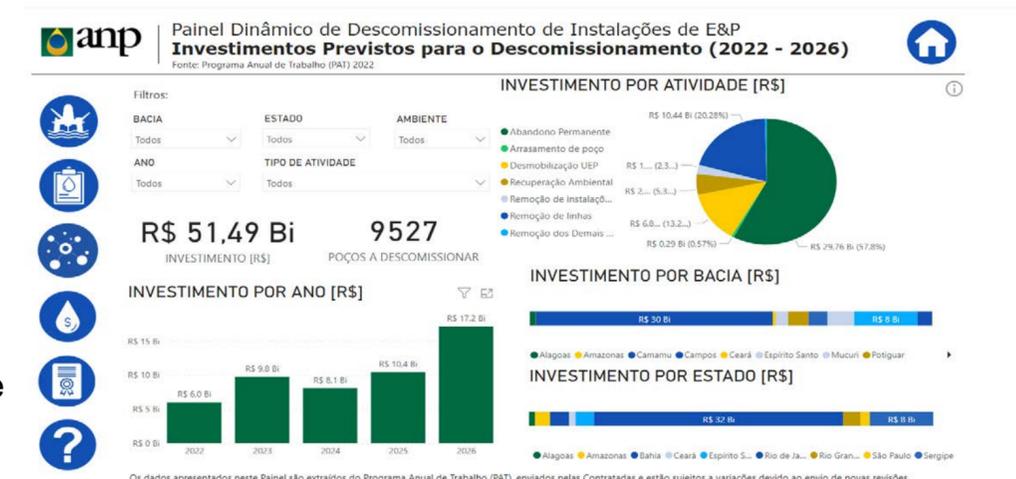
Dos investimentos da Petrobras em E&P, serão destinados US\$ 18 bilhões para a bacia de Campos, sobretudo em projetos de renovação, com a revitalização de diversos campos maduros.

“Para isso serão instalados cinco novos FPSOs e perfurados cerca de 150 novos poços que irão garantir em 2027 a marca de 900 mil barris de óleo equivalente por dia nessa bacia.”

As independentes seguem a mesma linha de ação, prevendo novos poços em terra e mar, além de reforçar os investimentos em recuperação avançada (EOR e IOR) para aumentar o fator de recuperação (FR) de seus ativos – um desafio permanente para a oil companies de todo os portes em suas operações de E&P, em

qualquer cenário.

Segundo analistas do setor, estão previstos mais de dois mil projetos de descomissionamento entre 2021 e 2040 – muito deles

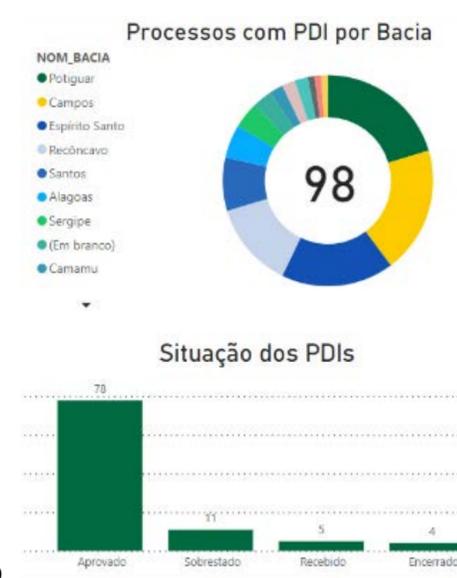


dependem da decisão das operadoras quanto ao abandono e desmantelamento das plataformas ou revitalização dos campos, sempre considerando o preço do petróleo.

Somente a Petrobras projeta custos de descomissionamento de cerca de US\$ 1,5 bilhão por ano.

Acredita-se que o Brasil pode se tornar um dos três maiores mercados de descomissionamento no mundo, atraindo players para um negócio que pode somar mais de R\$ 51 bilhões até 2026.

A ANP contabiliza quase uma centena de programas de descomissionamento de instalações (PDI), dos quais 78 foram aprovados.



Ofertas Permanente

Também ‘aquecem’ os ânimos do mercado os contratos firmados no 3º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão.

Em dezembro foram assinados 58 contratos entre a ANP e doze empresas: 3R Areia Branca (3R Petroleum), Ecopetrol, Energy Paranã (licitante ENP Ecosystemas Energéticos Holding S.A.), Imetame Energia, Newo Óleo e Gás, NTF Óleo e Gás, Origem Energia, Petroborn, Petro-Victory Energia, Seacrest Petróleo, Shell Brasil e TotalEnergies.

Esses contratos geraram uma arrecadação de R\$ 422.217.152,64 em bônus de assinatura que resultarão em, pelo menos, R\$ 405.250.000,00 em investimentos somente na primeira fase do contrato (fase de exploração). Os investimentos ocorrerão em seis estados: Rio Grande do Norte, Alagoas, Bahia, Espírito Santo, Santa Catarina e Paraná.

Em meados de dezembro será realizada o primeiro ciclo da Oferta Permanente de Partilha (OPP), conforme Resolução nº 27/2021 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que estabeleceu que os campos ou blocos no Polígono do Pré-sal ou em áreas estratégicas poderiam ser licitados nesse sistema, mediante determinação específica do CNPE, com definição dos parâmetros a serem adotados para cada campo ou bloco.

No 1º Ciclo da OPP, serão licitados 11 blocos no polígono do Pré-sal: Ágata, Bumerangue, Cruzeiro do Sul, Esmeralda, Jade, Sudoeste de Sagitário e Tupinambá, localizados na Bacia de Santos, e Água Marinha, Norte de Brava, Itaimbezinho e Turmalina, na Bacia de Campos. Ou seja, a oferta permanente vai somar quase 70 contratos este ano. O que implicará em novos investimentos e demandas junto à cadeia produtiva de óleo e gás nos próximos anos.





ARBJ
ENGENHARIA

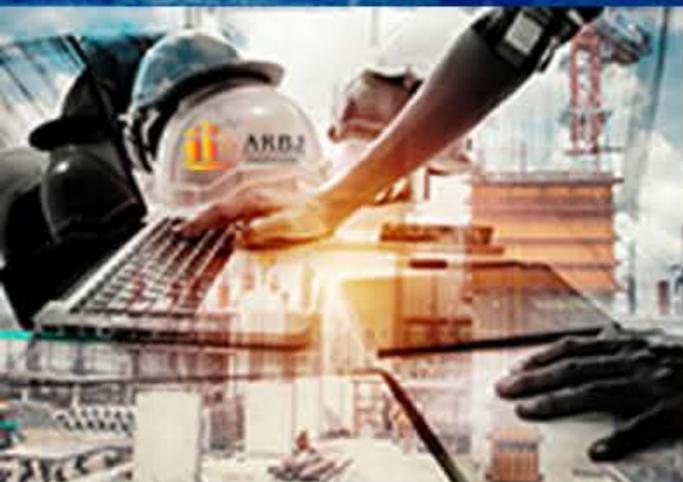
Projetos

Estruturas Metálicas

Engenharia

**Gerenciamento
de Obras**

Construção



acesse nosso site:
www.arbjengenharia.com.br

Conhecimento e Tecnologia são fundamentais para a indústria de O&G avançar

Entrevista com Sylvia Maria Couto dos Anjos, diretora-executiva da Associação Brasileira de Geólogos do Petróleo (ABGP)

Por Julia Vaz



Foto: Divulgação

S seja no desenvolvimento sustentável do pré-sal, na exploração e produção de novas fronteiras ou na revitalização de campos maduros. É o que enfatiza a diretora -executiva da Associação Brasileira de Geólogos do Petróleo (ABGP), Sylvia dos Anjos.

“O conhecimento do reservatório aliado à tecnologia e aos investimentos são os pilares para a revitalização dos campos maduros”, afirma a geóloga, que soma mais de quatro décadas na Petrobras.

Ela é apontada como uma das pioneiras nas geociências do petróleo pela pesquisa *Anomalies: Pioneering Woman in Petroleum Geology*, da geóloga Robbie Rice Gries, que abrangeu uma década dessa indústria (de 1917 a 2017).

Foi também a primeira profissional brasileira a conquistar o AAPG Distinguished Service Award for 2017, mais importante prêmio da área

concedido pela Associação Americana de Geólogos de Petróleo (American Association of Petroleum Geologists), da qual a ABGP é a única afiliada do Brasil.

Nessa entrevista, Sylvia dos Anjos fala do sucesso do 3º Brazilian Petroleum Conference, dos desafios em novas fronteiras e do protagonismo que a indústria de óleo e gás terá na transição energética, para garantir a segurança energética - o acesso da população mais pobre à energia.

Oil & Gas Brasil: Desde 2019 sem realizar encontro presenciais, em setembro a ABGP retomou com sucesso a série Brazilian Petroleum Conference (BPC), cuja primeira edição (2015) foi considerada um dos dez eventos técnicos internacionais mais relevantes do setor de óleo e gás.

entrevista exclusiva (continuação)

Com o tema *Deepwater Pre-Salt Carbonates & Turbidites in Brazil: From Exploration to Production and Beyond*, a intenção da ABGP foi seguir uma linha do tempo em torno do pré-sal, uma vez que a primeira edição focou nos enormes desafios da E&P das rochas carbonáticas, e em 2018, nos avanços consolidados nessa nova fronteira?

Sylvia dos Anjos: Sim! O BPC ocorre sempre movido por atender às necessidades do momento da indústria de O&G. O primeiro surgiu no momento de transição da exploração e produção de petróleo no Brasil, pois antes do pré-sal, era de apenas 4% a produção de petróleo em rochas carbonáticas. O grande conhecimento técnico que nos levou a autossuficiência em 2006 foi a produção em reservatórios turbidíticos siliciclasticos, majoritariamente produzido na bacia de Campos. Quando se descobre o pré-sal, há uma necessidade muito grande de se fortalecer e ampliar o conhecimento sobre essas rochas carbonáticas, que no pré-sal não são os carbonatos 'convencionais', com enorme produção ao redor do mundo. Neste contexto se insere o primeiro BPC. No segundo, como o pré-sal já era um assunto bem dominado pela Petrobras, houve um compartilhamento deste conhecimento da Petrobras com o de outras operadoras parceiras no pré-sal e também palestras internacionais de afloramentos e reservatórios com alguma analogia, bem como foram apresentadas tecnologias digitais para área de E&P. A proposta do terceiro BPC foi mostrar os avanços consolidados e a realidade da E&P do pré-sal, que responde hoje por mais de 75% da produção do Brasil, as lições aprendidas e as perspectivas de novas descobertas.

Oil & Gas Brasil: *Vocês foram um pouco mais além, olhando para novas fronteiras...*

Sylvia dos Anjos: Sim. O BPC apontou também para os próximos desafios exploratórios: as descobertas na margem equatorial, à semelhança dos resultados bem-sucedidos na Guiana e Suriname; na margem leste, em relação os novos

campos em águas profundas da bacia Sergipe-Alagoas (SEAP); a bacia de Pelotas como potencial a ser revisitado face às descobertas na margem conjugada da Namíbia. Também se discutiu o crescimento do gás natural no Brasil e a estratégia para a transição energética que se dará com apoio do O&G, em projetos de maior eficiência operacional, captura, utilização e armazenamento de carbono (CCS e CCUS), outras energias e tecnologias inovadoras que vêm sendo desenvolvidas no Brasil – lembrando que a América Latina como um todo responde por menos de 4% dos gases de efeito estufa. Políticas próprias ao Brasil, tais com uso de créditos de carbono, reflorestamento, proteção da Amazônia e outras florestas, se implantadas, podem ser o fator viabilizador para continuidade de nossa pujante indústria de O&G bem como para a preservação do meio ambiente.

Oil & Gas Brasil: *Essa 3ª edição do BPC teve mais de 400 inscritos, entre executivos e especialistas de 32 empresas e 20 organizações (entre instituições de pesquisa, associações técnicas e universidades). O que torna o BPC esse sucesso em termos de participação – tanto me número de pessoas como de empresas e organizações representadas?*

Sylvia dos Anjos: O BPC vem mantendo a tradição de 'superlotação' dos locais, nos forçando inclusive a limitarmos novas inscrições. Isso se deve certamente a adequação do tema às necessidades vivenciadas no momento pelas empresas. Por ser um evento onde a maioria das palestras é proferida por representantes das petroleiras, empresas de serviço e complementada por experts da Academia e dos ICTs (Institutos de Ciência e Tecnologia), de forma cirúrgica, direcionadas para as necessidades das empresas, ele contribuiu para a atualização dos participantes além de apresentar ideias e desafios para serem levados para as empresas discutirem internamente.

Oil & Gas Brasil: *Do ponto de vista da geologia e do setor que a ABGP representa, o pré-sal continua sendo uma das mais importantes descobertas dos últimos 50 anos? Há ainda muito a se aprender sobre o pré-sal?*



Foto: Divulgação

Sylvia dos Anjos: Conhecemos bastante das rochas do pré-sal, sua composição, diagênese, origem, petrofísica, características mecânicas, sistema petrolífero, migração etc. Mas ainda precisamos entender melhor esse cenário pois já tivemos vários poços secos no pré-sal e ainda temos dificuldades na perfuração de alguns intervalos. Se tem poço seco é porque ainda precisamos estudar e conhecer mais o pré-sal, para propor outros modelos para chegarmos a mais descobertas, pois certamente não descobrimos tudo. Além disso, temos sempre o desafio de aumentar o fator de recuperação (FR) dos campos – o percentual de óleo que conseguimos retirar do reservatório. A meta para a área de Libra e outros campos do pré-sal era inicialmente de 35%. Cada 1% que extrairmos a mais do pré-sal representa um grande volume de petróleo a mais. Conhecimento e Tecnologia são fundamentais e este é um desafio eterno da nossa indústria: retirar mais dos campos já descobertos.

Oil & Gas Brasil: ***A revitalização de campos maduros está na pauta do dia tanto das oil companies como das independentes, que se multiplicaram no país com os desinvestimentos da Petrobras. Turbiditos são velhos conhecidos de vocês, e alguns campos nesse cenário tiveram poços aprofundados para alcançar o pré-sal, como Jubarte. Qual o papel chave do geólogo nesse processo de revitalização?***

Sylvia dos Anjos: Na verdade o aprofundamento de poços de Jubarte para se atingir o pré-sal foi praticamente uma nova descoberta, dentro do conceito do pré-sal de Santos. Como foi dito, precisamos de tecnologia e também de conhecimento para usar e aplicá-la nesses ativos. Sem o conhecimento geológico e a capacidade de entender o reservatório, pouco se consegue, avançar. Os geólogos têm uma visão 4 D que praticamente nenhuma outra profissão ‘fornece’. Este conhecimento do reservatório aliado à tecnologia e aos investimentos são os pilares para a revitalização dos campos maduros. Por isso os geólogos são a peça-chave no processo

e na montagem de times multidisciplinares, para avaliar todas as variáveis e tecnologias ou técnicas específicas a serem implantadas.

Oil & Gas Brasil: ***E quanto às bacias marginais equatoriais brasileira e marginais oriental e meridional, incluindo as águas ultraprofundas da bacia de Sergipe-Alagoas. O que falta para avançarmos na exploração e desenvolvimento dessa fronteira?***

Sylvia dos Anjos: Cada área tem sua especificidade. No SEAP, as descobertas foram feitas há vários anos atrás. Em 2022 a Petrobras declarou a comercialidade de sete campos e já tem sondas encomendadas, que chegam num futuro próximo. A Margem Equatorial já tem grande parte de suas áreas licitadas e dezenas de empresas aguardam pela licença ambiental. A Petrobras deve voltar a perfurar um poço exploratório assim que obtiver a licença. Isso vai ajudar a desvendar o sistema petrolífero nas águas profundas da margem equatorial. Trata-se de um modelo diferente das águas rasas onde estão os poços perfurados até hoje. E com mais semelhança às descobertas na Guiana e no Suriname. A perfuração deste poço poderá abrir muitas frentes e muitas descobertas por vários operadores. Ao Sul temos a bacia de Pelotas, que se tornou uma área a ser revisitada em função das descobertas no oeste da África, na Namíbia e África do Sul, que podem ser análogos de margem conjugada. Este conhecimento abre perspectivas a serem buscadas.

Oil & Gas Brasil: ***Quais as expectativas em relação ao potencial dessas bacias, em função do conhecimento geológico delas?***

Sylvia dos Anjos: Na margem equatorial temos muito conhecimento adquirido ao longo de vários anos e que orientou a Petrobras a obter os blocos no leilão. Agora, somente com a perfuração dos poços teremos condição de testar os modelos concebidos. Este conhecimento é que abre perspectivas para a bacia.

Oil & Gas Brasil: ***O Brasil onshore tem ficado meio de lado nas***

discussões. No entanto, as companhias independentes que atuam no onshore brasileiro se propõe a mudar os números e mostrar que esse segmento tem muito a contribuir economicamente para o país e, principalmente, para o desenvolvimento regional. Vocês acreditam nesse potencial de incremento da produção?

Sylvia dos Anjos: Sem dúvida. Os campos menores onshore precisam de fato de uma revisita para que se obtenha uma operação ótima, para buscar procedimentos que ampliem a produção de forma econômica. Empresas com menores overheads tendem a obter essa economicidade. Além disso, acredito muito que a aplicação de novas tecnologias e uso de tecnologias de IA na interpretação da enorme quantidade de dados existentes sobre estes campos podem dar um ‘plus’ que as operadoras ainda não estão se beneficiando.

Oil & Gas Brasil: ***E quanto ao shale gas. Ainda há uma grande discussão / polêmica em torno do impacto ambiental e, conseqüentemente, socioeconômico, da exploração do shale. Diante de toda a discussão ambiental, da transição energética, valeria a pena investir nessa nova modalidade, tendo o Brasil já uma produção expressiva de óleo e gás, e necessidade de investir mais ainda no escoamento e distribuição do gás para um país de dimensões continentais?***

Sylvia dos Anjos: O shale gas fez a grande revolução nos Estados Unidos, com uma produção que chegou a mais de 6 milhões de barris por dia. Eu sou defensora das causas ambientais, mas acredito que a tecnologia existente e os cuidados necessários podem manter a produção e evitar danos ao meio ambiente. No Brasil não consideramos que seja um play muito promissor, como ocorre na vizinha Argentina. A busca por gás é algo que vale a pena. Historicamente no Brasil nunca se buscou o gás e sim o óleo: o gás vinha quase como subproduto. As bacias terrestres precisam ser mais investigadas principalmente para o gás. E coloco aqui o potencial a ser

entrevista exclusiva (continuação)

avaliado do hidrogênio natural, principalmente nas bacias proterozóicas, como discutimos em nossos webinars sobre o hidrogênio. A bacia do São Francisco tem semelhanças com a bacia produtora de hidrogênio natural no Mali, na África.

Oil & Gas Brasil: **Transição energética deve coexistir com a segurança energética. Como vocês veem o papel da indústria de óleo e gás nas próximas décadas: ela será protagonista da transição?**

Sylvia dos Anjos: Sim. A indústria de O&G será protagonista da transição. No Brasil inclusive temos uma condição ímpar, pois os recursos provenientes das obrigações de investimento em P&D das empresas produtoras de O&G (cláusula de PD&I), podem ser alocados também na pesquisa de novas energias bem como na transformação digital. Uma transição natural passa por mais gás na matriz e isso só o setor de O&G pode produzir. Fazer a transição sem deixar de garantir energia para a população é fundamental. Além disso, nossa indústria pode reduzir emissões fazendo uso de energias de baixo carbono em suas operações, como é o caso das energias eólica offshore, solar e mesmo a nuclear.

Oil & Gas Brasil: **Por último, qual o balanço desse mandato que se encerra?**

Sylvia dos Anjos: Esse mandato contou com a colaboração de antigos participantes da diretoria. Criamos oportunidades diante das dificuldades geradas pela pandemia, com a necessidade de isolamento. Fizemos mais de 45 webinars em dois anos, com temas de interesse da área de O&G e do público em geral. Realizamos dois seminários sobre o uso da inteligência artificial (AI), na indústria de O&G, que forma um grande sucesso. O 3º BPC, que foi o primeiro evento presencial em três anos, foi um sucesso retumbante, gerando muito intercâmbio de ideias e novas propostas de estudos, além de possibilitar o contato pessoal, o abraço amigo. A certeza de que nada substitui o olho no olho, as

discussões no café, no almoço e a capacidade de se fazer 'brainstorms' espontâneos quando geólogos, geofísicos e engenheiros se reúnem para fazer ciência e buscar soluções para nossa indústria. Também tivemos forte interação com a AAPG (American Association of Petroleum Geologists) em vários eventos, ajudando a disseminar e promover maior conhecimento geocientífico.

Além de promovermos inúmeras palestras para estudantes em universidades e em atividades de outras instituições, no BPC, como já destaquei, tivemos a oportunidade de fazer o Leadership Meeting com 50 estudantes e jovens profissionais de vários estados do Brasil e CEOs de várias empresas. Foi um highlight do evento e um grande motivador para se continuar a atrair talentos para nossa indústria.



Foto: Carlos Alberto Pedroso, presidente da SPE Brasil, Sylvia dos Anjos e Marcos Amaral, presidente da ABGP.

iNTER[®] CABOS

compromisso com qualidade

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

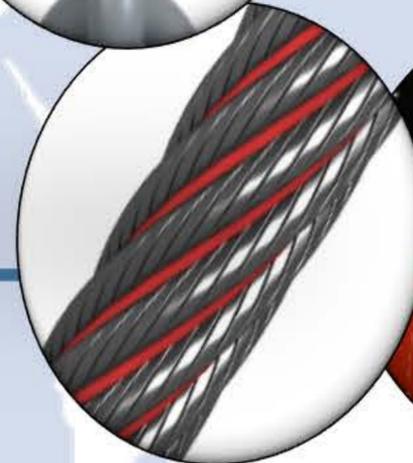


Rua Magnólia, nº 767 | Bairro Pedro II | Belo Horizonte | MG
CEP: 30770-020 | (31) 2519-5400 | (31) 3412-3700
intercabos@intercabos.com.br | www.intercabos.com.br

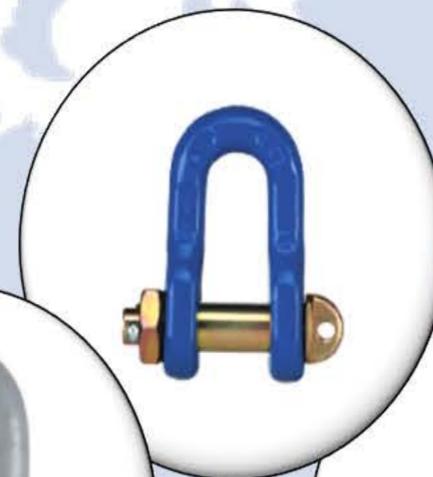
Correntes



Cabos Especiais



Manilhas Especiais



Acessórios



Cabos Sintéticos
em HMPE



Prosafe assina contrato com a Petrobras

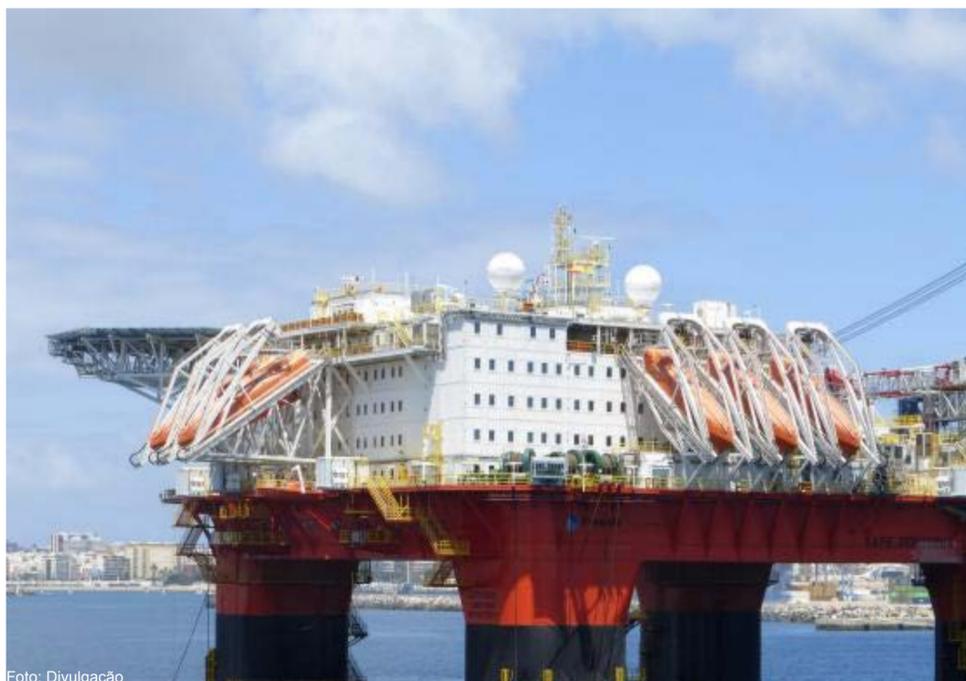


Foto: Divulgação

milhões, equivalente a US\$ 112.500 por dia. A unidade Safe Zephyrus iniciará a mobilização para o Brasil logo após a conclusão de seu atual contrato no Mar do Norte, previsto para meados de dezembro de 2022. A embarcação está atualmente trabalhando para a BP após uma extensão de contrato a partir de setembro.

A Prosafe explicou que certos escopos de conformidade regulatória e contratual seriam executados no caminho para garantir um início eficiente do contrato da embarcação no Brasil. Segundo a empresa, o Safe Zephyrus é “uma das embarcações de acomodação mais avançadas e versáteis do mundo”, cumprindo “regras rígidas” no Reino Unido e na Noruega e com “um forte foco” na redução de emissões otimizando a carga do motor.

O Safe Zephyrus, construído em 2016, um navio irmão do Safe Boreas, foi construído no Jurong Shipyard, em Cingapura, com o

projeto GVA 3000E e está equipado com um sistema DP3 e um arranjo de amarração de 12 pontos.

Esta embarcação possui uma grande área de convés aberto de mais de 1.000 m² e dois guindastes de 50 toneladas.

Jesper Kragh Andresen, CEO da Prosafe, comentou: “Com o Safe Notos e o Safe Eurus operando em contratos de longo prazo com a Petrobras, há sinergias claras ao introduzir o Safe Zephyrus no Brasil. A Prosafe espera continuar nosso relacionamento de longa data com a Petrobras, em uma região onde as taxas e a demanda estão aumentando.”

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

A Prosafe assinou um contrato com a Petrobras para o fornecimento da embarcação semissubmersível Safe Zephyrus para suporte de segurança e manutenção offshore no Brasil.

A Prosafe foi declarada vencedora da licitação lançada pela Petrobras para o fornecimento da unidade semissubmersível Safe Zephyrus em novembro. A adjudicação de um contrato potencial e o momento da adjudicação do contrato estavam sujeitos a um processo formal durante o qual outros licitantes tiveram a oportunidade de apelar. Agora, após a expiração deste período, o contrato foi adjudicado.

A Prosafe divulgou que o contrato com um compromisso de prazo firme de 650 dias e data de início antecipada em 1º de maio de 2023 está avaliado em aproximadamente US\$ 73



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

Smart Plants: A Automação como ferramenta do desenvolvimento sustentável no mercado de O&G

Por: Carlos Barateiro, Claudio Makarovsky, Alexandre do Valle Faria e José Rodrigues de Farias Filho



A automação destinada ao controle de processos industriais tem uma significativa importância dentro dos projetos industriais e óbvio que esse potencial atrai inúmeras empresas que tentam obter parcelas expressivas desse mercado. Basta mencionarmos que esse segmento, dentro da área de petróleo e gás, foi avaliado em US\$ 17,05 bilhões em 2020 e deve atingir US\$ 24,9 bilhões até 2026, tendo um CAGR de 6,47% durante o período de 2021 a 2026 (MORDOR INTELLIGENCE, 2022). Os sistemas de automação podem trazer uma série de benefícios quando se pensa em termos do desenvolvimento sustentável. Com esse foco, as plantas inteligentes (smart plants) agregam ferramentas que são agentes indutores, em busca de uma operação mais eficiente.

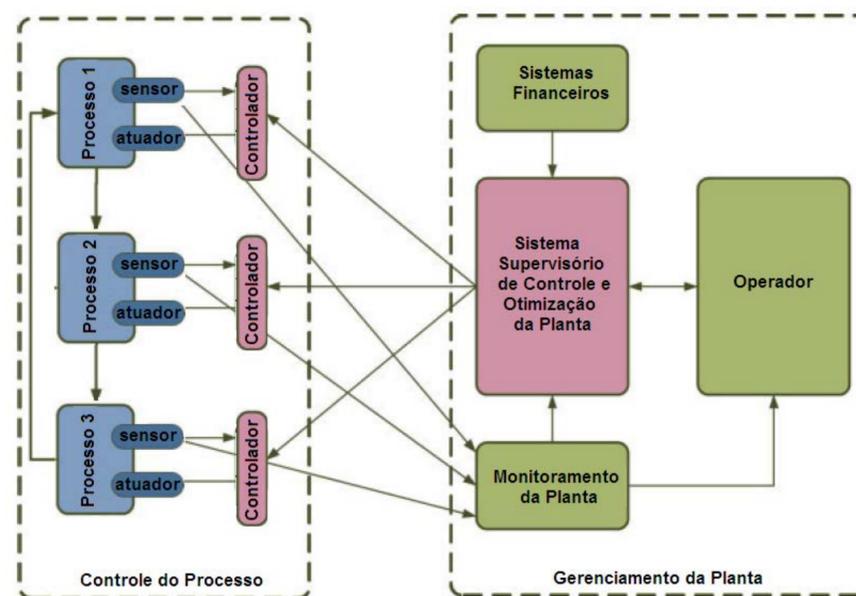
Automação é uma disciplina que envolve muitas variáveis e equipamentos, que inclui instrumentação, sensores, válvulas e elementos finais de controle, sistemas supervisórios, redes e comunicação. Os principais objetivos da automação é controlar o comportamento dinâmico dos sistemas e emular a

capacidade física e intelectual humana para maximizar a produtividade. Existem vários graus de automação: controle, sistemas de supervisão, de manutenção, modelagem, simulação e muitos outros dedicados. O grau crescente da automação muitas vezes reduz a intervenção humana durante as tarefas relacionadas, com aumento significativo da produção e melhor aproveitamento dos recursos (ROYAL ACADEMY DE ENGENHARIA, 2009).

Smart plants

As plantas inteligentes são uma evolução natural desses vários graus de automação devido a mudanças na arquitetura básica do sistema. A Figura 1 mostra um exemplo de uma planta de processamento tradicional cujo enfoque é o lucro operacional obtido com as operações da própria planta.

Figura 1: Sistema de Automação Típico

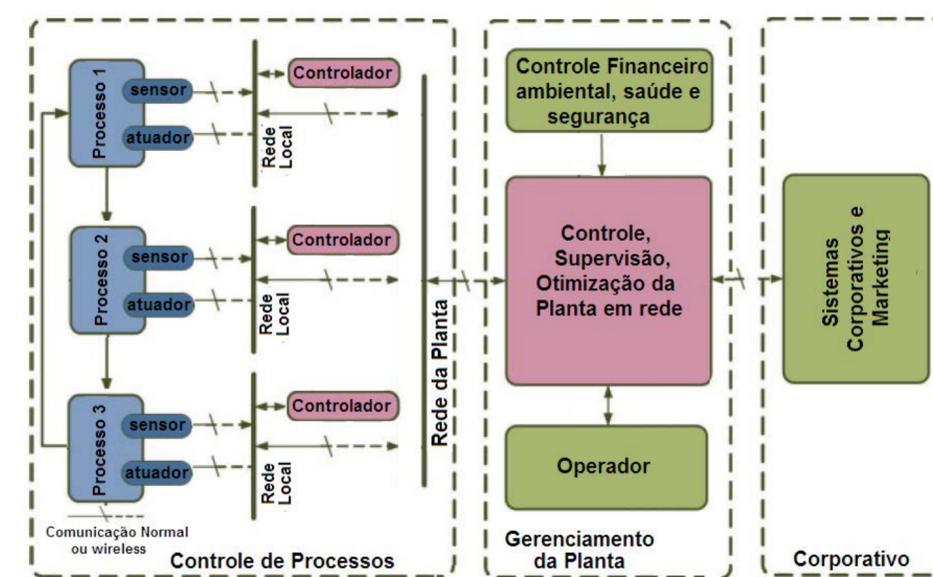


Autor: Christofides et al. (1997)

Obvio que os aspectos econômicos sempre continuarão a influenciar as operações mas os últimos anos tem mostrado o desenvolvimento de estratégias de gestão de plantas que equilibram a necessidade de maximizar o lucro operacional com ambiente sustentável, saúde, segurança e um corporativo com responsabilidade social.

A expansão do paradigma tradicional pode ser visualizada na Figura 2 onde a integração em tempo real do controle de processos da planta e os sistemas empresariais, possibilitado pelos avanços das tecnologias de informática, permite o melhor uso dos ativos das plantas (CHRISTOFIDES et al., 1997).

Figura 2: Sistema de Automação de uma Planta Inteligente



Autor: Christofides et al. (1997)

artigo I (continuação)

Hoje, a noção de desenvolvimento sustentável é um espaço de discussão comum em todas as indústrias e toda a sociedade. O desenvolvimento sustentável integra o planejamento de longo prazo do meio ambiente, do social e das questões econômicas e todos esses aspectos afetam as oportunidades para o desenvolvimento econômico e o progresso social.

Desde meados de 1960 quando a consciência ambiental se tornou mais presente, passamos a dar maior ênfase em torno de como medir e monitorar a sustentabilidade. Conforme definido pela Comissão Mundial das Nações sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, escrito em 1987, o desenvolvimento sustentável passou a ter uma definição clássica: "Satisfazer as necessidades da geração presente sem comprometer a possibilidade para o futuro gerações satisfazerem as suas".

Não é fácil para as empresas que operam no mercado de óleo e gás natural atingir todos os princípios de sustentabilidade porque suas atividades envolvem a extração de recursos não-renováveis. Para este fim, as organizações enfrentam desafios na melhoria da acessibilidade e gestão destes recursos, além das operações terem que enfrentar grandes desafios relacionados aos impactos sociais e ambientais, tais como a segurança, ocupacional e saúde da comunidade, as emissões de gases de efeito estufa, e o planejamento para o encerramento das atividades recentemente incorporado às preocupações dessa indústria (PARREIRA et al.. 2009).

Tripple bottom line

Ao aplicar novas tecnologias de automação, as empresas atuantes nesse mercado tentam melhorar seu desempenho relacionado com os três pilares da sustentabilidade (triple bottom line), ou seja, a prosperidade econômica, qualidade ambiental e equidade social. Estes três pilares são usados hoje como indicadores chave de desempenho (KPI's – Key

Performance Indicators), que podem ser desenvolvidos, medidos e utilizados para monitorizar a sustentabilidade. E uma medida positiva de sustentabilidade é valiosa para uma organização refletindo no seu valor para o acionista, sua lucratividade geral, sua função social, humana e do capital ambiental.

É esperado que as empresas de sucesso do futuro (talvez não tão distante!), devam adotar as seguintes posturas:

- a) Sejam organizações adaptativas que respondam rapidamente a dinâmica dos mercados;
- b) Que otimizem sua cadeia de valor reconhecendo que suas plantas, organizações, tecnologias, clientes e colaboradores são nós de uma grande rede global;
- c) Sejam inovativas respondendo rapidamente as necessidades do mercado;
- d) Sejam flexíveis para produzir o que é necessário, quando for necessário e nas quantidades necessárias;
- e) Possuam lideranças que respondam as mudanças do mercado de negócios;
- f) Tenham uma força de trabalho que se adapte as mudanças do trabalho sempre com excelência profissional;
- g) Adotem estratégias inovativas de sustentabilidade para garantir sua sobrevivência;
- h) Mantenham-se atualizadas com as novas tecnologias de informação.

Qual o papel da automação nesse contexto?

A Figura 2 mostrou uma boa indicação da resposta inicial: permitir o acesso as informações da operação em tempo real. Para o

estabelecimento das boas práticas acima descritas é fundamental que essas informações fluam pelos diversos níveis da empresa. Óbvio que nem todos os processos industriais são suficientemente dinâmicos - ainda mais na área de óleo e gás natural, e muitos provavelmente não necessitam de uma atualização de dados tão frequente. Porém as informações operacionais continuarão a ser item essencial tanto para o controle do negócio como para o desenvolvimento sustentável da planta.

No entanto, o acesso as informações em tempo real é apenas parte da resposta. Utilizar a informação incorreta produzirá apenas mais problemas. O sistema de automação precisa ser "trabalhado" para que produza as informações de forma confiável e de forma duradoura para garantir os melhores índices de sustentabilidade. As empresas de sucesso do futuro são as que fazem o correto gerenciamento do ciclo de vida do sistema de automação.

Tecnicamente, o ciclo de vida de um sistema de automação pode ser considerado dentro de três grandes contextos: a) manter o sistema funcionando; b) implementar novas funcionalidades; e c) entender a vida útil do sistema.

O "manter o sistema funcionando" é crucial: é o sistema que permite o controle de toda a operação e a melhor utilização dos recursos empregados evitando perdas de materiais e energia. E particularmente no mercado de óleo e gás as paradas não previstas são o que de pior pode acontecer e que afeta diretamente os indicadores de sustentabilidade.

A implementação das rotinas de manutenção preditiva e proativa são a melhor forma de reduzir-se esse risco e a realização das manutenções a partir dos diagnósticos gerados pelos modernos equipamentos e instrumentos com certeza é o melhor caminho. No entanto, se observa no mercado de óleo e gás, na prática, a existência de um grande potencial para utilização dos diagnósticos gerados, o que contraria exatamente o conceito de

artigo I (continuação)

uma moderna smart plant.

Novas tecnologias

O segundo contexto importante é a implementação de novas tecnologias e isso passa pela incorporação de aplicativos que auxiliam no melhor aproveitamento dos recursos e da energia gasta no processo. Técnicas de simulação, de modelagem, de controle preditivo, lógicas Fuzzi e de auto sintonia podem trazer enormes ganhos e são alguns bons exemplos de aplicação de funcionalidades que auxiliam no desenvolvimento sustentável.

Novamente precisamos ter em mente que os processos não são todos iguais, ainda mais quando se compara o refino com a produção, porém a busca de novas soluções que melhor otimizem os sistemas de produção deve ser uma preocupação constante ainda mais quando se tem o objetivo de assegurar indicadores de sustentabilidade adequados.

Por fim temos o último contexto que é a extensão da vida útil dos sistemas. Não podemos esquecer que o descarte dos equipamentos do sistema de automação é um dos itens a serem analisados quando se analisa o desenvolvimento sustentável de uma planta.

Por isso, além da questão econômica do aumento da rentabilidade do investimento inicial para os acionistas temos que pensar em melhor aproveitar o que está instalado. Aqui valem alguns dados interessantes obtidos com uma pesquisa realizada com 232 empresas que incluíram usuários finais, integradores, fornecedores e contratistas (ARC, 2007):

a) Normalmente o planejamento de uma atualização do sistema de automação inicia-se entre sete meses a dois anos antes da fase de campo;

b) Normalmente a fase de atualização de campo leva de sete a dezoito meses;

c) Quase 80% dos entrevistados confirmaram que a implementação de novas funcionalidades é quase sempre a justificativa para a realização de atualizações dos sistemas de automação;

d) Que simples atualizações de versões de softwares são realizadas em intervalos maiores de dois a três anos. Observa-se que a indústria ainda age reativamente no aumento da vida útil dos seus sistemas de automação seja porque são processos demorados ou porque as justificativas são fundamentadas na incorporação de novas funcionalidades e não na questão principal que a preocupação com o descarte.

Qualquer esforço no sentido de melhoria dos indicadores de sustentabilidade de uma moderna planta de processamento de óleo e gás no entanto esbarra em alguns complicadores importantes. Como levantado por Barateiro (2011), os sistemas de automação estão cada vez mais complexos, com funcionalidades cada vez mais sofisticadas e a mão-de-obra que os opera não consegue se desenvolver no mesmo ritmo que a tecnologia avança.

Essa defasagem pode ser atribuída a vários fatores:

e) os fabricantes têm dificuldade de treinar os operadores do cliente porque os treinamentos são efetuados nas fases finais dos projetos quando já não há tempo suficiente;

f) esses treinamentos nem sempre são customizados para as necessidades dos operadores e não raro são módulos montados de forma padronizada independentemente das características específicas do projeto;

g) a tecnologia aplicada aos sistemas de automação se desenvolve de forma muito rápida com muitas ferramentas que precisam de um bom conhecimento de informática;

h) os sistemas de automação geram uma enorme quantidade

de dados com diferentes formatos e uma grande variedade formas de comunicação entre os vários dispositivos de campo e da sala de controle;

i) há uma grande rotatividade da mão-de-obra que opera esses sistemas (engenheiros, técnicos e operadores) devido ao mercado estar muito aquecido, aposentadorias ou promoções;

j) a globalização da economia mundial está resultando na construção de fábricas de processos químicos em áreas com pouco ou nenhuma história industrial e portanto com trabalhadores com limitada experiência para uso dos sistemas. Ou seja, o desenvolvimento sustentável de qualquer planta, mesmo as mais modernas e atualizadas, passa pelo investimento na qualificação da mão-de-obra que utiliza e opera o sistema de automação.

Quando temos uma mão-de-obra qualificada é possível colocar-se foco na manutenção dos sistemas, implementação de novas funcionalidades e aumento da vida útil dos equipamentos instalados. E com isso garantimos o essencial: termos acesso a informações corretas e no tempo adequado para a tomada de decisões.

Referências Bibliográficas

ARC ADVISORY GROUP, Automation Expenditures in Upstream Oil & Gas Worldwide Outlook: Market Analysis and Forecast Through 2013. Dedham. 2009.

ARC ADVISORY GROUP, Automation Expenditures in Refining Worldwide Outlook: Market Analysis and Forecast Through 2013. Dedham. 2009.

ARC ADVISORY GROUP, Supplier Provided Automation Services Worldwide Outlook: Market Analysis and Forecast Through 2013. Dedham. 2007.

BARATEIRO, Carlos E.; O Impacto da Automação na Execução de Projetos do Tipo EPC (Engineering, Procurement and Construction): Como a Execução dos Empreendimentos deve Considerar a Contratação da

artigo I (continuação)

Automação das Plantas Industriais. Dissertação (Mestrado -Engenharia Civil), Niterói, 2011.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS (Brasil) (Ed.). Plano de Negócios 2011-2015. Rio de Janeiro, 2011. 46 p. Apresentação.

Autores:



Carlos Eduardo Ribeiro de Barros Barateiro é consultor técnico com experiência nas áreas de controle de processos, medição, instrumentação, automação e projetos EPC.

Tem graduação em Engenharia Mecânica pela Universidade Estadual de Campinas, mestrado em Engenharia Civil na área de gestão de contratos e doutorado em Engenharia de Produção na área de sistemas de apoio à decisão, ambos pela Universidade Fluminense Federal (UFF).

Possui MBA em Telecomunicações e Direito Ambiental e certificação PMP pelo Project Management Institute.



Alexandre do Valle Faria tem MBA em Gestão de Projetos, mestrado em Sistemas de Gestão e neste momento está concluindo o doutorado em Engenharia de Produção, todos pela UFF. Foi gerente de supply chain em importantes empresas multinacionais e tem experiência nas áreas de suprimentos, sistema ERP, gestão e negócios além de tecnologias blockchain. Atualmente é consultor técnico nessas áreas.



Claudio Makarovsky tem MBA em Finanças Corporativas pela FGV/Babson College e mestrado em Sistemas de Gestão pela UFF, tendo se graduado em Engenharia Química pela Faculdade de Química Oswaldo Cruz.

Diretor de Indústrias de Manufatura da Microsoft, tem forte expertise em digitalização, controle de processos e instrumentação industrial.



José Rodrigues é graduado em Engenharia Civil pela Universidade de Fortaleza, especialização em Engenharia de Segurança do Trabalho e tem mestrado em Engenharia Civil, ambos pela UFF, e doutorado em Engenharia de Produção pelo Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Atualmente é Professor Associado IV da UFF. Tem experiência na área de Engenharia de Produção, com ênfase em Processos de Trabalho, atuando principalmente nos seguintes temas: Competitividade Industrial, Gerenciamento de Projetos; Empresas Complexas, Qualidade Total, Administração da Produção, Estratégia e Organizações e Mudanças Organizacionais.

Equinor inicia perfuração no campo de Bacalhau

A campanha de perfuração da Fase 1 de Bacalhau compreende 19 poços no total

A Equinor Brasil, em nome dos parceiros no projeto Bacalhau, informa que a Seadrill Management deu início, com segurança, à fase de perfuração do campo. As atividades de perfuração estão sendo realizadas pela West Saturn, uma sonda adaptada para profundidades submarinas de até 3.600 metros. O campo de Bacalhau é localizado na Bacia de Santos, em uma profundidade de mais de 2.000 metros.

“O início da perfuração em Bacalhau é um importante marco para o crescente portfólio da Equinor no Brasil. Nós contratamos uma sonda de sexta geração e de alta tecnologia para a primeira fase da campanha de perfuração. É esperada a geração de cerca de três mil postos de trabalho durante a fase de desenvolvimento de Bacalhau, o que significa mais valor local para o nosso país”, diz Veronica Coelho, presidente da Equinor Brasil.

A West Saturn é equipada com recursos como uma torre dupla e controle automático de perfuração. A duração do contrato com a Seadrill é de quatro anos, incluindo quatro opções de extensão de um ano cada. O contrato engloba mobilização, modernizações e serviços integrados. Além da West Saturn, um segundo contrato de sonda foi anunciado em julho de 2022 para Bacalhau. Ele foi concedido à Valaris e compreende a duração de 540 dias, com previsão de início para 2023. No total, a campanha de perfuração da Fase 1 de Bacalhau terá 19 poços. Quando estiver em produção, espera-se que a Fase 1 do campo de Bacalhau produza 220 mil barris por dia em platô. O FPSO (Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência) de Bacalhau será também a embarcação autônoma com menos emissões no mundo devido à utilização de Turbinas a Gás de Ciclo Combinado (CCGTs – Combined Cycle Gas Turbines) altamente eficientes. A utilização dessa tecnologia diminuirá as emissões, anualmente, em 110 mil

toneladas. Os parceiros em Bacalhau são: Equinor (40%, operadora), ExxonMobil (40%), Petrogal Brasil (20%) e Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA, gestora do contrato de partilha; não investidora).

Fatos

* Descoberta foi realizada pela Petrobras em 2012

* Equinor se torna operadora em 2016

* Bacalhau será o primeiro campo no pré-sal a ser desenvolvido por um operador internacional

* Está localizado a 185 km da costa do município de Ilhabela/SP, no estado de São Paulo, em profundidades submarinas de mais de 2.000 metros

* Capacidade de desenvolvimento da Fase 1: 220.000 bbls/dia.



Foto: Rogério Resende

Redes Ethernet de Missão Crítica

Por Bruno Duarte dos Santos



Ao longo das últimas décadas, temos observado uma evolução acentuada na adoção de tecnologias Ethernet nos vários segmentos de indústria, não só no contexto internacional, mas também em setores críticos da indústria brasileira, a citar – óleo e gás, mineração e energia, não restrito a estes.

Em seu relatório, que trata do tamanho de mercado para a Ethernet Industrial, a GMI – Global Market Insight 1, reporta estimativas na ordem de USD 50Bi para o ano de 2022 e projeções de USD 350Bi até 2032, considerando a América do Norte, LATAM, EMEA e Ásia.

Para que tenhamos um breve contexto histórico e melhor visibilidade quanto aos benefícios na adoção de tecnologias Ethernet, voltemos aos anos 2000-2010, onde a grande maioria dos sistemas e controladores presentes nas indústrias e ambientes de operação crítica, como óleo e gás, operavam

de forma stand-alone ou em ilhas de comunicação local, muitas vezes com tecnologia serial RS232/485. Neste contexto, se observava práticas de operação de alguns sistemas de forma quase que manual, requerendo que o operador se deslocasse entre as ilhas de automação ou partes do processo para a coleta de informações em sistemas isolados, com o uso de planilhas ou ainda medições manuais, frente às limitações de alguns sistemas, tome como exemplo um medidor de salinidade sem conectividade, ou ainda quaisquer outros equipamentos de instrumentação com limitação de comunicação e automação pela restrição no compartilhamento de seus dados.

Com o passar dos anos e a acentuada demanda de produção, a indústria manteve sua busca por práticas cada vez mais eficientes, não apenas no contexto operacional, mas também requerendo dos fabricantes que apresentassem novas alternativas à forma como seus dispositivos apresentavam interação com os operadores e demais dispositivos, integração e interoperabilidade. Isso, além de outros contextos, fez com que a tecnologia Ethernet fosse amplamente adotada na indústria por sua eficácia na interconexão e interoperabilidade de sistemas, e ainda, servindo de base aos diferentes protocolos industriais como Ethernet/IP, Profinet, Modbus TCP, EtherCat, dentre outros comuns de emprego em ambientes industriais.

Atualmente, sistemas embarcados e operações em parques industriais, possuem plenas condições de visibilidade de seus processos e acesso aos dados de produção apenas ao clique de um botão ou navegação entre telas de seus sistemas SCADA, MES e ERP. Isto, devido à evolução de sua arquitetura de rede a qual emprega o padrão Ethernet, habilitando o tráfego de protocolos multi vendors em uma mesma base comum e trazendo facilidades quanto a integração e conectividade com dispositivos finais, sendo quase que natural de apresentarem ao menos uma interface de

rede para conexão, não excluindo aqueles equipamentos legacy, com interfaces no padrão RS232/485 os quais citamos anteriormente e que podem também comunicar-se na mesma infraestrutura de redes compartilhada através do emprego de gateways Ethernet.

Apesar de o emprego de um Switch ou Roteador Industrial parecer algo simples e quase que trivial à comunicação em rede, existe um grau de especialidade em sua aplicação e projeto, os quais devem ser observados, como a consideração do nível de risco e criticidade do processo, o qual deve servir de guia e orientação na seleção da arquitetura de rede e do protocolo de redundância a ser adotado, de forma a assegurar uma operação com elevado grau de resiliência e disponibilidade, mesmo na ocorrência de falhas simples ou múltiplas.

Em suma, uma vez entendida as premissas de uma rede operativa e as facilidades na interconexão de sistemas e integração multi vendors que o padrão Ethernet possibilita, vale ainda mencionar seu potencial habilitador às tecnologias emergentes da Indústria 4.0, que visam não apenas a visibilidade, mas também a integração de dados com composição de base analítica com vantagens competitivas ao negócio, seja com a identificação de gargalos, otimização de processos, monitoramento de KPIs e o uso dos dados na tomada de decisões.

Referências:

1 <https://www.gminsights.com/industry-analysis/industrial-ethernet-market>

Autor: Bruno Duarte dos Santos, Coordenador de Engenharia de Aplicações na BAUMIER Automation Ltda. e especialista em Telecomunicações.

Petrobras planeja investimentos de US\$ 78 bilhões nos próximos cinco anos

Novo Plano Estratégico (2023-2027) mantém foco na geração de valor e busca incremento de projetos para redução de emissões de carbono



Foto: Divulgação

A Petrobras ampliará em 15% o seu volume de investimentos ao longo dos próximos cinco anos, atingindo US\$ 78 bilhões (CAPEX), além de cerca de US\$ 20 bilhões previstos em novos afretamentos de plataformas, totalizando assim quase US\$ 100 bilhões de recursos em projetos. Este valor está no mesmo patamar que a média dos pares da indústria. Considerando apenas o CAPEX, o montante é superior à média dos últimos cinco planos estratégicos, que foi de US\$ 72 bilhões, e sinaliza que os investimentos voltaram ao patamar pré-covid.

O novo Plano Estratégico (PE) da companhia para o período de 2023 a 2027, aprovado pelo Conselho de Administração, consolida a Petrobras como a maior investidora do país e inclui todos os projetos que apresentaram viabilidade econômica segundo os critérios de governança e aprovação da empresa, não havendo qualquer represamento de projetos por restrição orçamentária.

O novo PE da Petrobras mantém como visão ser a melhor empresa de energia na geração de valor com foco em óleo e gás, sustentabilidade, segurança e respeito às pessoas e ao meio ambiente, preservando o nível saudável de endividamento, a redução na emissão de carbono e uma contribuição efetiva da Petrobras para um futuro próspero e sustentável.

Norteadas pelo compromisso de gerar valor para a sociedade e acionistas, a Petrobras, ao longo de 2022, entregou uma performance operacional e financeira com plena aderência ao seu Plano Estratégico 2022-2026, mostrando sua resiliência e solidez, aumentando, dessa forma, o grau de confiança na consecução de suas metas. A companhia seguiu na sua trajetória de entrega de resultados consistentes e sustentáveis. A estrutura de capital foi mantida em nível saudável e o caixa atingiu um patamar compatível com as suas necessidades financeiras, alcançando a primeira e a segunda maior marca trimestral de EBITDA e fluxo de caixa operacional de sua história, nos segundo e terceiros trimestres de 2022, respectivamente. Nesse contexto, o novo PE 2023-27 foi elaborado preservando a visão, os valores e o propósito da companhia.

Como destaque, os projetos com foco na transição energética direcionados a iniciativas em baixo carbono foram alavancados e atingem US\$ 4,4 bilhões, dos quais US\$ 3,7 bilhões serão aplicados em projetos que contribuem para as iniciativas de descarbonização das operações (escopos 1 e 2), US\$ 600 milhões em iniciativas do Programa BioRefino (diesel renovável e bioquerosene de aviação) e US\$ 100 milhões em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) para novas competências.

Do total de US\$ 3,7 bilhões dos projetos de descarbonização, destaca-se o fundo para desenvolvimento de novas iniciativas para

descarbonização, totalizando US\$ 600 milhões em aportes em projetos que contribuem para descarbonização das operações da empresa, quase o dobro dos recursos alocados para o fundo no plano estratégico anterior. Os demais US\$ 3,1 bilhões estão detalhados nos segmentos de negócio da companhia, com destaque para captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS); sistemas de detecção de metano; configuração All Electric (eletrificação de plataformas); sistema de recuperação de gases, incluindo flare fechado; eficiência energética e projetos de redução de emissões em refinarias.

No âmbito da transição energética, foram identificados três novos negócios – hidrogênio, eólica offshore e captura de carbono – onde a Petrobras definiu, depois de estudar diversas rotas de oportunidades em diversificação rentável, que serão aprofundados estudos e avaliadas oportunidades em projetos. Ainda como parte das iniciativas em diversificação rentável, foi definida a continuidade de atuação em biorrefino, já iniciada em planos anteriores.

Investimentos em Exploração e Produção chegarão a US\$ 64 bilhões

Dentre os investimentos previstos para os próximos cinco anos, US\$ 64 bilhões (83% do CAPEX) serão alocados na área de Exploração e Produção. A maior parte será destinada a projetos no pré-sal, que responderá por 78% de toda a produção da Petrobras em 2027. A companhia projeta atingir em cinco anos a marca de 3,1 milhões de barris equivalentes de óleo e gás por dia. Para isso, nesse período, entrarão em produção 18 novos FPSOs (unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência) em oito diferentes áreas, das quais cinco unidades devem iniciar a operação até 2023.

No período, a capacidade de produção instalada no campo de Búzios mais que triplicará, saltando de 600 mil barris de petróleo por dia em 2023 para 2 milhões de barris em 2027. Para isso, o investimento da Petrobras previsto no ativo de Búzios será de US\$ 23 bilhões no quinquênio. A Bacia de Campos também receberá volume importante de investimentos (US\$ 18 bilhões), com foco sobretudo nos projetos de renovação, com a revitalização de diversos campos maduros. Para isso serão instalados cinco novos FPSOs e cerca de 150 novos poços que irão garantir em 2027 a marca de 900 mil barris de óleo equivalente por dia produzidos na Bacia de Campos.

A exploração na Margem Equatorial, nova fronteira exploratória localizada no norte e nordeste da costa brasileira, em faixa que se estende do Amapá ao Rio Grande do Norte, receberá investimentos de aproximadamente US\$ 3 bilhões. Também serão aplicados recursos para a ampliação da infraestrutura de escoamento de gás, com a entrada de três novas rotas até 2027, somando mais de 50 milhões de m³/dia de capacidade de oferta de gás: Rota 3 conectada à UPGN de Itaboraí que terá uma capacidade de processamento de 21 milhões de m³/dia; Sergipe Águas Profundas (SEAP) com outros 18 milhões de m³/dia; e BM-C-33 com 16 milhões de m³/dia no Norte Fluminense.

O plano destaca ainda que os projetos de E&P mantêm a premissa de dupla resiliência – econômica e ambiental: viáveis a cenários de baixos preços de petróleo no longo prazo (Brent de US\$ 35 por barril) e com baixo carbono (compromisso de intensidade de carbono no portfólio de E&P de até 15 KgCO₂ e por barril de óleo equivalente até 2030).

Refino e Gás Natural: investimentos para aumento de capacidade de processamento e ganho em eficiência

A área de Refino e Gás Natural também terá uma ampliação do seu CAPEX, em cerca de 30% em relação ao plano

anterior, totalizando US\$ 9,2 bilhões entre 2023 e 2027. Cerca da metade será aplicado na expansão e aumento da qualidade e eficiência do refino. A Petrobras segue assim focando na eficiência operacional e energética de suas unidades de refino, por meio do programa RefTop, e em produtos de maior qualidade, por meio do aumento da capacidade de produção de Diesel S-10 (com baixo teor de enxofre) e produtos com menor pegada de carbono, com destaque para os investimentos em biorrefino.

O plano prevê investimentos em oito novas unidades de processamento, além de seis obras de adequações de grande porte em unidades já existentes. Com esses projetos concluídos, prevê-se aumento de capacidade de processamento e conversão do refino da Petrobras em 154 mil de barris por dia (bpd) e a capacidade de produção de Diesel S-10 será ampliada em mais de 300 mil bpd. Haverá ampliação também nos projetos do Programa BioRefino, com destaque para o Diesel R, o diesel com conteúdo renovável da Petrobras.

A capacidade de produção, por coprocessamento, chegará em 2027 a 154 mil bpd de Diesel R5 (com 5% de conteúdo renovável), por meio da expansão do coprocessamento na Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR), no Paraná, e início do coprocessamento nas refinarias Presidente Bernardes, em Cubatão (RPBC) e Refinaria de Paulínia (REPLAN), ambas em São Paulo, e na Refinaria Duque de Caxias (REDUC), no Rio de Janeiro.

No Programa BioRefino, serão investidos cerca de US\$ 600 milhões no horizonte do plano, com destaque para construção de uma planta dedicada de bioquerosene de aviação (BioQAV) e Diesel Renovável na Refinaria Presidente Bernardes, em Cubatão – RPBC (SP), que terá capacidade para 6 mil barris por dia de BioQAV, 6 mil barris por dia de Diesel R100 (100% de conteúdo renovável) e 3 mil barris por dia de outros produtos de base renovável.

Na área de Gás e Energia, o plano destaca a continuidade da estratégia de comercialização do gás próprio, com ações comerciais alinhadas aos aumentos de capacidade, resultantes dos

investimentos em expansão da infraestrutura e da oferta própria de gás natural. No quinquênio 2023-2027, a área de Comercialização e Logística intensificará a sua atuação em mercados estratégicos no Brasil, ao mesmo tempo em que seguirá expandindo e fortalecendo sua atuação no mercado externo com a captação de novos clientes e permanente busca das melhores oportunidades de valorização de seus petróleos e produtos. Outro foco da área é a otimização da infraestrutura logística com a remoção de gargalos no escoamento de produtos e petróleos, otimização de estoques e redução nos índices de emissões da frota. O CAPEX da área previsto no plano é de US\$ 1,6 bilhão.

Financiabilidade

O PE considera o preço médio do petróleo (Brent) de US\$ 75 por barril e a taxa de câmbio média de R\$ 5/US\$ no quinquênio. Importante reforçar que este Plano é autofinanciável para os próximos cinco anos, tendo como principais premissas para sua financiabilidade a prática de preços alinhados ao mercado; caixa de referência de US\$ 8 bilhões; aplicação da Política de Remuneração aos Acionistas vigente; e dívida bruta entre US\$ 50 bilhões e US\$ 65 bilhões.

O conjunto de estratégias que compõe este PE contribuem com o expressivo retorno da Petrobras para sociedade. A expectativa é que mais da metade da geração de caixa líquida da companhia retorne para a população brasileira, por meio de pagamento de tributos e dividendos. Entre 2023 e 2027, a Petrobras deve pagar entre US\$ 195 e US\$ 205 bilhões em tributos e participações governamentais; e entre US\$ 20 e US\$ 30 bilhões em dividendos para a União.

A companhia segue com plena capacidade de investir, gerar empregos, pagar tributos e distribuir os seus ganhos para a sociedade e seus acionistas. A Petrobras segue a trajetória de ser uma empresa cada vez mais saudável, sólida e resiliente, contribuindo para a geração de energia confiável e eficiente e para um mundo ambientalmente sustentável.

PHD da Petrobras é uma das seis homenageadas pelo prêmio Mulheres Latino-Americanas em Química



Adoutora (PHD) em engenharia Metalúrgica e de Materiais, Márcia Khalil Oliveira, está entre as seis pesquisadoras homenageadas na segunda edição do Prêmio Mulheres Latino-Americanas na Química. O reconhecimento é uma iniciativa conjunta da Sociedade Americana de Química (ACS), Federação Latino-Americana de Associações Químicas (FLAQ) e a Associação Brasileira de Química (ABQ). O objetivo é promover a igualdade de gênero em ciência, tecnologia, engenharia e matemática na América Latina e contribuir para uma perspectiva mais avançada sobre a pesquisa científica e a área de química.

Inquieta, talvez seja a melhor palavra para definir Márcia. Com 18 patentes registradas, co-autoria em livros e na redação de mais de 50 artigos científicos em revistas nacionais e internacionais, ela trabalha no Centro de Pesquisa Desenvolvimento e Inovação da Petrobras, o Cenpes. Sua especialidade são as tecnologias que garantam o escoamento

dos poços produtores de petróleo. “Coordeno projetos na área de escoamento de petróleo e emulsão, assistências técnicas para as áreas de negócio e o projeto de solução digital da área de garantia de escoamento”, conta. O projeto, uma patente recém depositada, é um software que foi desenvolvido para monitorar ocorrências durante a produção de petróleo e gás.

Os trabalhos visam garantir o escoamento do petróleo de forma plena e controlada do poço até a plataforma, reduzindo perdas de produção o que se reflete em ganhos para o negócio.

Amante de dança, ginástica e esportes como vôlei de praia, por pouco Márcia não seguiu outra carreira. Pensou em fazer Educação Física mas ao visitar o Cenpes, pode-se dizer que, literalmente, “rolou uma química”. Impressionada, ela nunca mais saiu de lá.

São 26 anos de Petrobras, somando-se o período como estagiária e as pós-graduações na UFRJ. “fui fazer o mestrado e o doutorado e consegui uma bolsa no Cenpes, assim, desenvolvi minhas dissertações em temas ligados às atividades da Petrobras”, lembra. Algum tempo depois ela fez concurso e entrou, definitivamente, na empresa.

“Iniciei em atividades relacionadas ao tratamento da água produzida, depois de tratamento de petróleo e, posteriormente, fui para área de garantia de escoamento, onde estou até hoje. Nesta trajetória coordenei projetos de pesquisa, serviços técnicos para as áreas de negócios e uma equipe de técnicos químicos. Produzi bastante”, avalia.

Márcia é a prova que a Petrobras tem mesmo o DNA da inovação. Quem a conduziu na visita ao Cenpes e a levou a escolher outra carreira foi o tio, Carlos Khalil, químico também. Criativo, ele era

conhecido na família e na Petrobras, onde trabalhou por 30 anos, como professor Pardal, o célebre inventor das histórias em quadrinhos. “Meu tio me mostrou experiências no laboratório e a grandiosidade da área de petróleo, fui atraída para o setor”, afirma.

A organização do prêmio, que está na segunda edição, não apresenta o motivo da escolha para as homenageadas. Assim, Márcia, que também dá aulas na Universidade Petrobras, credits a homenagem à sua trajetória. “A Petrobras é a minha vida, a única empresa em que trabalhei. Fico muito orgulhosa em receber este prêmio que representa um reconhecimento da minha dedicação à pesquisa, desenvolvimento e inovação. Ele me motiva ainda mais a contribuir com a sociedade, com a pesquisa, na orientação de alunos e no compartilhamento de conhecimento”, conclui. Em 2020, outra pesquisadora da Petrobras, Sonia Menezes, recebeu o Prêmio Mulheres Brasileiras na Química, que também é oferecido pela Sociedade Americana de Química.

Reconhecidas

Além de Marcia Khalil, receberam menção honrosa a brasileira Ana Paula de Carvalho Teixeira (Universidade Federal de Minas Gerais), e a mexicana Lena Ruiz Azuara (Universidade Nacional Autónoma do México).

Há também três outras categorias no prêmio. As vencedoras são a brasileira Juliana Pereira dos Santos, da empresa Oxiteno, “Líder na indústria”; a colombiana Elena Stashenko, da Universidade Industrial de Santander; “Líder acadêmica” e a mexicana Monica Lizeth Chavez Gonzalez, da Universidade Autónoma de Coahuila (México), “Líder emergente”.

CNOOC paga quase US\$ 2 bilhões à Petrobras para aumentar participação em campo

A Petrobras recebeu quase US\$ 2 bilhões da CNOOC, foi o que a empresa chinesa pagou para adquirir uma participação adicional no campo de Búzios, localizado no pré-sal da Bacia de Santos.



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

Isso ocorreu depois que a Petrobras emitiu o certificado de conformidade ao regulador do país, ANP, após um pagamento em dinheiro de US \$ 2,9 bilhões, recebido no final de agosto de 2021 pelas obrigações de seus parceiros CNODC Brasil Petróleo e Gás (CNODC) e CNOOC no Acordo de Coparticipação de Búzios. A Petrobras confirmou um contrato assinado com a CNOOC no início deste ano. Este negócio

permitiu à Petrobras ceder uma participação adicional de 5 por cento à gigante chinesa, permitindo-lhe aumentar com sucesso a sua participação no campo de Búzios, fruto da opção de compra de uma participação adicional, exercida pela CNOOC em 29 de setembro de 2021. Em atualização, a Petrobras informou que o contrato foi concluído com a assinatura do Termo Aditivo ao Contrato de Partilha de Produção assinado pelo Ministério de Minas e Energia, que efetiva a operação.

Isso ocorre, após a Petrobras ter recebido o valor de R\$ 10,3 bilhões, equivalente a R\$ 1,9 bilhão pela taxa de câmbio PTAX, em 24 de novembro de 2022, referente à cessão de 5% de sua participação à CNOOC no Contrato de Partilha de Produção da Volume Excedente da Cessão Onerosa, referente ao Campo de Búzios.

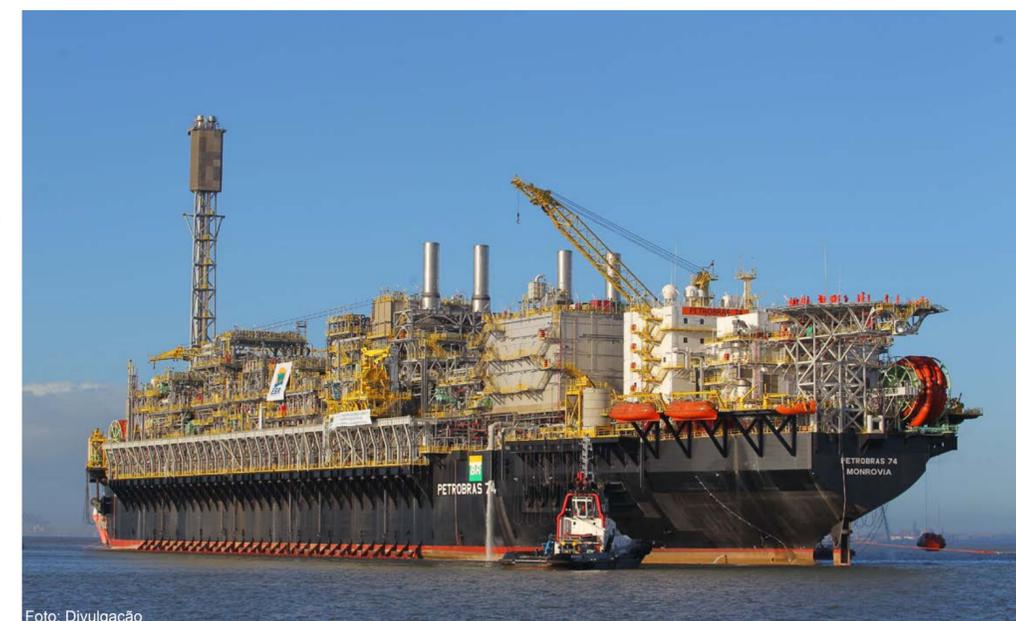
Assim, a Petrobras detém 85% da PSC do Volume Excedente da Cessão Onerosa do campo de Búzios a partir de 1º de dezembro de 2022, enquanto a CPBL detém 10% e a CNODC os 5% restantes.

Por outro lado, as participações na Jazida Compartilhada de Búzios, incluindo as parcelas do Contrato de Cessão Onerosa e do Contrato de Concessão BS-500 – 100 por cento Petrobras – serão divididas entre os três sócios, ficando a Petrobras com a maior participação 88,99 por cento e CNOOC e CNODC detendo os restantes 7,34 por cento e 3,67 por cento, respectivamente.

Ao confirmar a aquisição, Xia Qinglong, presidente da CNOOC, comentou: “A aquisição de participações adicionais no campo petrolífero de Búzios expande ainda mais a presença da empresa na região do pré-sal em águas profundas do Brasil, onde residem

abundantes recursos de petróleo e gás. A transação promove o desenvolvimento internacional da empresa e fortalece a base de recursos para o desenvolvimento de alta qualidade da empresa.

A empresa aderirá ao conceito de cooperação ganha-ganha e trabalhará em estreita colaboração com o governo anfitrião e os parceiros do projeto para promover o desenvolvimento sustentável da indústria, economia e sociedade de petróleo e gás do Brasil.” Recentemente, a Petrobras vem fechando contratos para atividades no campo de Búzios. Nesse sentido, a empresa fechou contrato com a Sembcorp Marine Rigs & Floaters, de Cingapura, para a construção do FPSO P-82 para operações no campo de Búzios. Isso ocorre apenas uma semana depois que a Petrobras assinou um contrato com o Estaleiro Keppel para construir o FPSO P-83 para o campo de Búzios. O pedido é avaliado em cerca de US\$ 2,8 bilhões.



Karoon concluiu a perfuração de dois poços

A Karoon Energy concluiu a perfuração de dois poços em um campo localizado na Bacia de Santos. O primeiro óleo deste campo, que será desenvolvido como um tie-back submarino, está previsto para o primeiro trimestre de 2023.

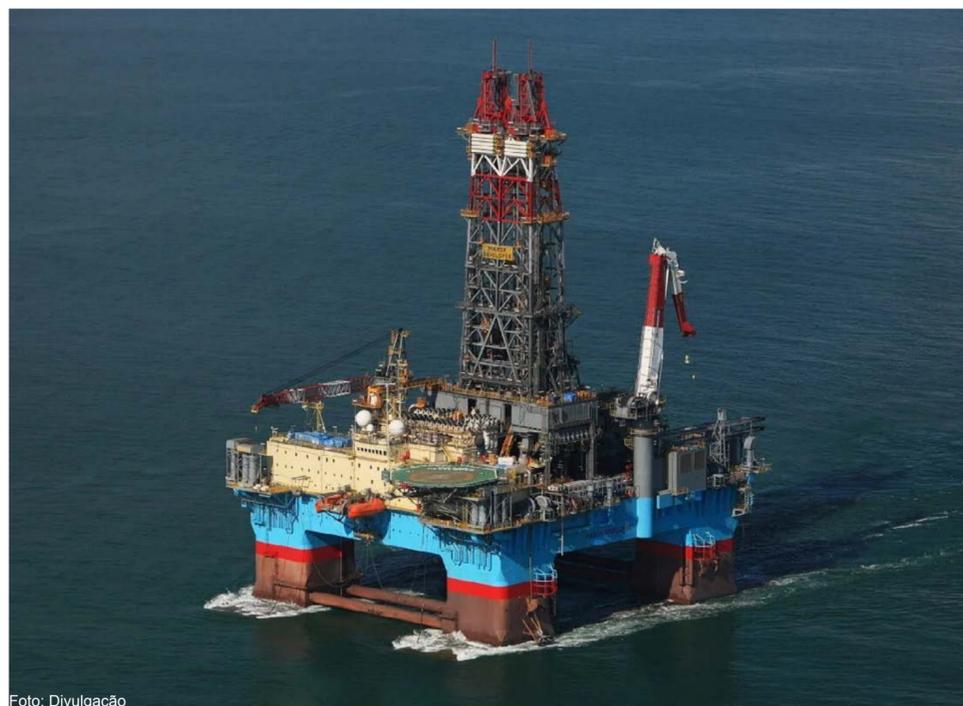


Foto: Divulgação

A Karoon contratou uma sonda em abril de 2021 para realizar intervenção em quatro poços no campo de Baúna.

Uma vez que a plataforma Maersk Developer, que agora é chamada de Noble Developer, foi concluída com esta campanha, esperava-se perfurar dois poços de desenvolvimento no campo de Patola e um ou potencialmente dois poços de controle na descoberta de petróleo Neon.

A Karoon adicionou o trabalho de Patola à carteira de pedidos da sonda em junho de 2021 e a opção Neon foi adicionada em maio de 2022.

No final de setembro de 2022, a empresa anunciou que a plataforma se mudaria para o campo de Patola, onde as operações de perfuração para o primeiro de dois novos poços de desenvolvimento deveriam começar nos próximos dias.

Em uma atualização a Karoon informou que o PAT-2, o segundo de dois novos poços de produção no campo de Patola – localizado na licença de produção BM-S-40 foi perfurado com sucesso a uma profundidade total de 2.313 metros por a plataforma Noble Developer da Noble, que também perfurou o primeiro poço, PAT-1.

A empresa destacou que ambos os poços encontraram arenitos turbidíticos de alta qualidade do Oligoceno e a interpretação preliminar dos dados de perfuração wireline indicou espessura líquida de acordo com as expectativas pré-perfuração. De acordo com a Karoon, a qualidade do reservatório é melhor do que o previsto e alinhada com o poço PAT-1 e os poços nos campos adjacentes de Baúna e Piracaba.

Julian Fowles, CEO e Diretor Administrativo da Karoon, comentou: “Patola é o primeiro projeto de desenvolvimento da Karoon desde que assumiu como operadora da concessão de Baúna. A primeira fase, de perfuração dos poços, foi concluída dentro do cronograma e do orçamento. Mais importante ainda, não houve segurança material ou questões ambientais.

“A maioria dos materiais para a próxima fase do desenvolvimento já está no local ou pronta para ser enviada ao local. Sujeito ao clima e outros atrasos imprevistos, o projeto está a caminho de iniciar a produção no primeiro trimestre de 2023.”

Além disso, as atividades restantes da empresa australiana

associadas ao desenvolvimento de Patola incluem a conclusão de ambos os poços, a instalação de um oleoduto submarino e umbilicais de Patola ao FPSO Cidade de Itajaí e a ligação dos poços aos slots de riser existentes no FPSO.

Antes do comissionamento das novas instalações, será realizada a conclusão da tubulação do FPSO para ligar os poços ao fluxo principal de produção.

A primeira produção do campo de Patola está prevista para o primeiro trimestre de 2023, com uma taxa de produção de platô curto de mais de 10.000 bopd esperada, antes do início do declínio natural.

Comentando sobre isso, a Welligence Energy Analytics disse: “Para independentes como a Karoon, esse tipo de estratégia de desenvolvimento é atraente. Sua natureza de ciclo curto pode gerar retornos atraentes e maximiza a utilização da infraestrutura existente. Isso reduz os custos (esperamos que o opex caia US\$ 5-10/bbl assim que Patola estiver online) e a intensidade das emissões. A empresa tem como meta operações líquidas zero (escopo 1/2) no projeto Bauna/Patola/Neon até 2035.”

Após as atividades de conclusão de Patola, a Karoon enfatizou que a plataforma Noble Developer se mudará para o campo Neon para perfurar o primeiro de potencialmente dois poços de controle Neon, sujeito ao recebimento de aprovações regulatórias.

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

Multitech investe em vaso de pressão para testes com bombas de até 20 mil psi

Equipamento replica ambiente profundo ou ultraprofundo dos poços

Com o desenvolvimento da indústria de petróleo e gás, os equipamentos de poços são cada vez mais capazes de suportar temperaturas extremas, fortes pressões, impactos e vibrações. Por serem instalados em áreas críticas e de acesso reduzido, o equipamento precisa ser confiável, ou seja, não pode em hipótese alguma falhar.

A partir disso, a Multitech – empresa de engenharia com forte atuação no setor – investiu R\$ 2 milhões nos últimos 18 meses, em novos equipamentos para diversos tipos de experimentos. Dentre eles, destaca-se o vaso de pressão para testes com bombas de até 20 mil psi – 5 metros x 10 polegadas de diâmetro interno.

“Os testes de pressão interna e externa replicam o ambiente profundo ou ultraprofundo dos poços, com a missão de validar a vedação de componentes e equipamentos de poço como tubulações e linha hidráulica, garantindo seu funcionamento em condições extremas”, informa o engenheiro civil Anselmo Fioranelli, mestre em Engenharia de Estruturas pela USP e responsável pelo desenvolvimento de produtos, projetos e testes da Multitech.

A Multitech tem entre seus clientes importantes players da indústria nacional e internacional de óleo e gás e conta com laboratório próprio para atender diversas demandas para qualificação deste tipo de maquinário. “As avaliações de confiabilidade combinadas – simulação virtual e laboratório real – permitem fazer uma validação antecipada, em espaço de tempo menor, e, então, extrapolar para um período maior de tempo, validando que o equipamento terá bom funcionamento por pelo menos 20 anos, com pouca ou nenhuma manutenção”, garante Fioranelli.



Foto: Divulgação

Reduzindo as Pegadas de Operações de Petróleo e Gás através da Tecnologia

A Welltec® se estabeleceu no Brasil em 2009, e desde então a empresa dinamarquesa tem solidificado a sua posição como a principal provedora de tecnologia avançada para operadores da indústria de energia.



Foto: Divulgação

A extensão do litoral brasileiro é um ímã para atividades econômicas, como o turismo, mas apenas no interior das praias de Macaé rodeada por restingas há um ponto principal para outra potência econômica, o que é geralmente considerado o centro da indústria de petróleo e gás no Brasil.

Enquanto as operações de petróleo e gás podem ser classificadas em aproximadamente 20 segmentos, a prestadora de serviços dinamarquesa, Welltec®, é altamente ativa em dois aspectos centrais de Completação e Intervenção – estes podem ser respectivamente considerados como o design e a implementação da infraestrutura de poços, e a subsequente otimização de recursos através da manutenção. Em ambas as frentes, a Welltec está liderando no aspecto ambiental, no cerne

da sua oferta de valor, auxiliando os operadores a aumentar a eficiência e a reduzir as emissões de carbono.

O Vice-Presidente de Área, Marcelo Batocchio, prevê aproximadamente 50 colaboradores na região da América Latina, com ampla atividade em curso no Brasil e na Argentina.

“Nós trabalhamos com operadores da indústria de energia ao redor do mundo. Aqui no Brasil, o nosso foco é o mercado offshore, onde desempenhamos operações convencionais e sofisticadas com praticamente todos os operadores residentes no país. Nossas tecnologias mais avançadas são parte do portfólio local, e este agrega grande valor a respeito de precisão operacional, confiança, redução de custos e, o mais importante, a redução de emissões.”

O processo licitatório (ou licitação) para acordar a prestação de serviços é um evento regular na indústria, e a celebração em janeiro de um contrato de três anos de Intervenção Mecânica para a Petrobras sinaliza uma expansão significativa de obrigações para a Welltec – tendo investido recentemente em uma nova base, suas intenções na região estão claras.

Uma nova instalação em Macaé

Projetando e fabricando internamente todos os produtos e serviços (principalmente na Dinamarca), a Welltec utiliza a abordagem de estabelecer polos centrais para atender a demanda exatamente onde ela surge, e isso significa uma presença permanente no Brasil por mais de uma década. O crescimento exponencial durante este período, especialmente por volta de 2017, foi fundamental para a decisão de constituir maior

capacidade operacional.

Investindo na personalização de uma nova base em Macaé, em abril de 2021, a instalação agora comporta as operações de Completação e Intervenção, fornecendo espaço para a mobilização de equipamentos, testes e manutenção, com áreas completamente dedicadas à manutenção e à montagem de produtos. A partir de maio de 2021, a instalação concluiu o processo de obter duas das mais avançadas normas da indústria: ISO9001 versão 2015, e o Instituto Americano de Petróleo (API) Q2 – garantindo o padrão dos sistemas de gestão internos.

“A base nova possui um papel importante no cenário atual, pois nos auxilia a administrar uma grande parte da atividade regional do mesmo local, desde a fabricação de produtos até a entrega e o suporte operacional.”

Os benefícios da expansão não se limitam aos aspectos imediatos do negócio, e conforme o Brasil vai se tornando um importante centro de inovação e suporte para toda a região, a base da Welltec de Macaé se prepara para receber matérias-primas e equipamentos para atender também os mercados na Argentina e continuar trabalhando no desenvolvimento de soluções em outros países, como Bolívia e México.

“O crescimento sustentável gera constantemente novos empregos e oportunidades para profissionais de diversas áreas, e nós também estamos comprometidos com escolas técnicas e universidades, onde futuros talentos estão em processo de concluir uma educação de qualidade.”

A colaboração produz o sucesso

Apesar dos desafios mundiais da indústria originadas pela atual pandemia de Covid, 2021 foi um ano de conquistas notáveis para a Welltec e os seus principais parceiros no Brasil. O ano começou com uma instalação pioneira da primeira completção inteligente de poço aberto – uma instalação submarina tecnologicamente avançada.

Este poço de águas ultraprofundas foi o culminar de extensa colaboração, após o estabelecimento de canais de comunicação estreitos entre o HQ na Dinamarca e os colaboradores locais, facilitando o design e o processo de qualificação no Brasil. Criado em parceria com a Shell e a Petrobras, a nova completção possibilita o monitoramento em tempo real e o controle de um reservatório de muitas zonas. A colaboração local vai além da entrega de tecnologia exclusiva, mas também significa integração e compatibilidade com conceitos pertencentes aos clientes.

“Além do fornecimento de equipamentos importantes que tiveram um papel essencial no desenvolvimento de novos conceitos de poço no Pré-Sal, temos muito orgulho da nossa participação [em 2021] e do fornecimento de equipamentos para o projeto da Petrobras conhecido como TOTUS, no qual o operador comprovou publicamente uma redução de custos de construção de 30 milhões de dólares.”

O comprometimento com a constante pesquisa e o desenvolvimento relevante para a área, com a redução de CO2 e com benefícios ambientais relativos à construção e à manutenção de poços continua sendo a base do negócio da Welltec.

“Um objetivo importante que buscamos alcançar, em termos de otimização de processo, é a construção do primeiro poço sem cimento do mundo. É uma meta extremamente ousada, mas que irá promover, talvez, uma das principais mudanças

no conceito de construção de poços da história.”

Olhando para o futuro

Solidificando a sua posição como a principal provedora de tecnologia avançada para operadores da indústria de energia, a Welltec está determinada a continuar trabalhando para atender as necessidades dos operadores na América do Sul, e além. Outros clientes locais incluem o operador multinacional, Equinor, presente no Brasil por mais de 20 anos, e com o qual a Welltec também tem uma parceria importante na região da Escandinávia.

“Permanecemos atentos ao mercado uma vez que licitações são lançadas regularmente e novos operadores estão chegando ao país. No curto prazo, nosso foco é corresponder adequadamente a estas licitações e na importância dos equipamentos necessários para iniciar contratos, como unidades de cabo elétrico, equipamentos de controle de pressão, novas ferramentas, etc.”

As parcerias firmadas com operadores nacionais e internacionais no Brasil têm sido um importante condutor de crescimento e inovação, e o trabalho com agentes globais como Equinor, Shell e Petrobras tem sido crucial para a implementação de novos projetos de construção no Pré-Sal – com a Petrobras garantindo um prêmio de inovação na Conferência de Tecnologia Offshore 2021 em Houston.

De fato, tudo que é pioneiro no Brasil pode servir como referência para uso global devido aos grandes benefícios obtidos.

“Nossos parceiros locais possibilitam que nós trabalhemos continuamente em novos equipamentos e soluções que quebrem paradigmas e mudem a forma que trabalhamos em termos de construção, manutenção e abandono de poços.”

“Esperamos continuar exercendo o papel de um fornecedor exclusivo da tecnologia avançada para o desenvolvimento do Pré-Sal. Estamos fazendo tudo que está em nosso alcance para

atingir os objetivos de nossos clientes de forma plenamente satisfatória, entregando melhorias em cada etapa, reduzindo a pegada de instalações e operações subsequentes.”

Marcelo Batocchio – Vice-Presidente de Área da Welltec (América do Sul)

Marcelo Batocchio possui mais de 28 anos de experiência dedicados à indústria de energia upstream com experiência em Perfilagem, Completção e Testes de Poços. Marcelo já trabalhou nos mercados onshore e offshore, incluindo projetos de Completção Inteligente em águas ultraprofundas. Ele comanda uma equipe técnica de alto nível que apresenta soluções inovadoras para os clientes da Welltec.

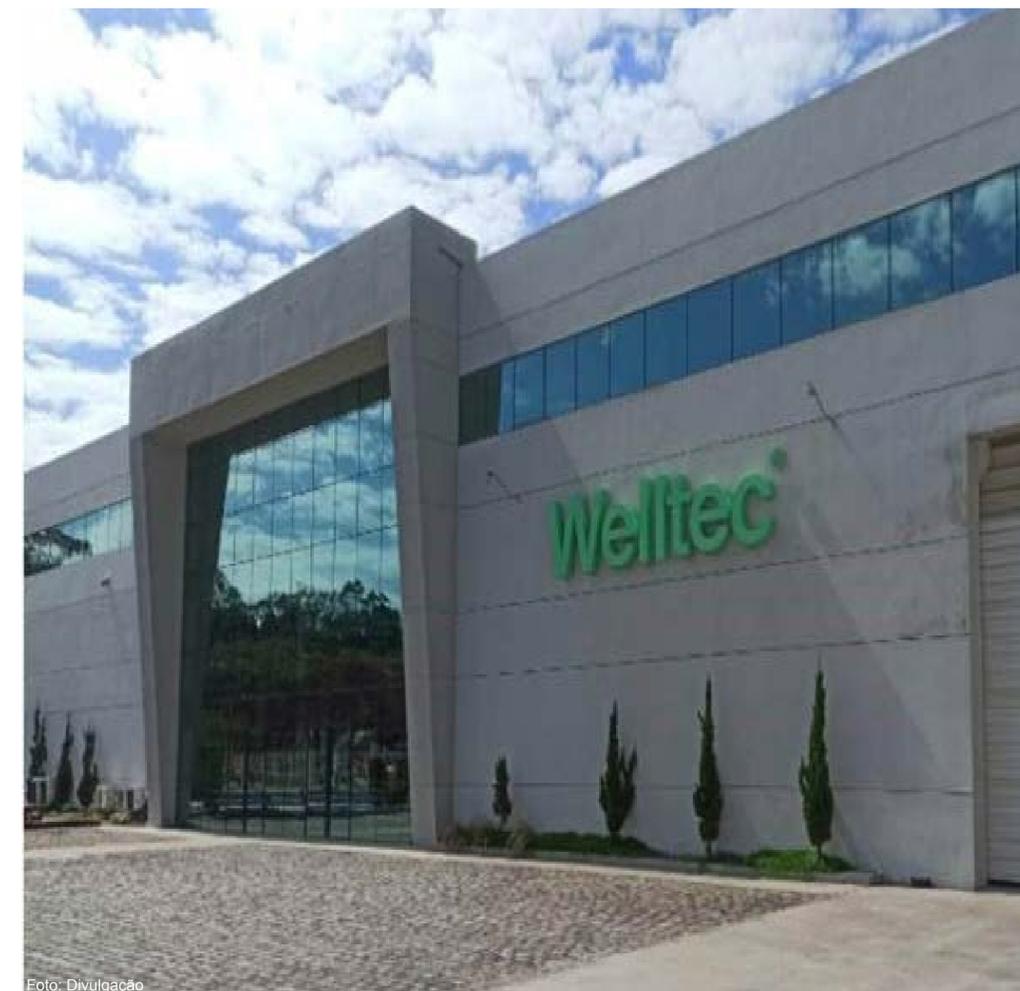


Foto: Divulgação



Congresso Internacional de Pintura e Revestimentos Anticorrosivos

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



3 dias de intensa programação técnica

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

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

5 cursos no dia que antecede a abertura do evento

Área de exposição com as mais importantes empresas do setor

Não perca a oportunidade de participar do CIPRA 2022!

PATROCINADORES

MASTER



DIAMANTE



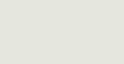
PLATINUM



OURO



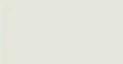
PRATA



APOIO INSTITUCIONAL



PARCEIROS DE MÍDIA



cipra.com.br

FPSO Anna Nery sai do estaleiro BrasFELS rumo ao campo de Marlim

Estratégica para o Plano de Renovação da Bacia de Campos (RJ), nova plataforma entrará em produção no início de 2023

A Petrobras informa que o navio-plataforma Anna Nery deixou o estaleiro BrasFELS, na cidade de Angra dos Reis (RJ), com destino à Bacia de Campos. Do tipo FPSO (unidade flutuante que produz, armazena e transfere petróleo), o novo sistema será instalado no campo de Marlim, na Bacia de Campos (RJ), com início de produção previsto para o primeiro trimestre de 2023.

Com capacidade de produzir até 70 mil barris de petróleo por dia (bpd) e processar até 4 milhões de m³ de gás/dia, o novo FPSO será estratégico para o Plano de Renovação da Bacia de Campos, voltado para a renovação de ativos maduros operados pela companhia na região. A Petrobras está investindo US\$ 16 bilhões nesse programa que integra seu Plano Estratégico para o período de 2022 a 2026.

A nova plataforma será ancorada em lâmina d'água de 927 metros e interligada a 32 poços, com pico de produção previsto para 2025. O Projeto de Revitalização de Marlim prevê substituir as nove plataformas que operam hoje nos campos de Marlim e Voador (P-18, P-19, P-20, P-26, P-32, P-33, P-35, P-37 e P-47) pelo novos FPSOs Anna Nery e Anita Garibaldi – sendo este último programado para iniciar produção também em 2023.

Polo internacional de tecnologia offshore e berço da produção em águas profundas no Brasil, a Bacia de Campos foi pioneira em inovação e continuará sendo tanto para os projetos de descomissionamento quanto para a revitalização de concessões maduras.

O FPSO Anna Nery chegou ao estaleiro BrasFELS no início de outubro de 2022 e passou pelo comissionamento final da

planta de processo, testes de aceitação e inspeções regulatórias. Logo após zarpar do estaleiro, o Anna Nery passou por testes exigidos pela Marinha do Brasil na área de ancoragem e foi

conectado aos rebocadores oceânicos que estão conduzindo até a locação final na Bacia de Campos.



Foto: Divulgação

Bureau Veritas inaugura laboratório petroquímico em Fortaleza

Nova unidade do Grupo no polo cearense será responsável por inspecionar e certificar as importações e exportações de combustíveis, metais e minerais para os mercados brasileiro, americano, europeu e asiático



Foto: Divulgação

O Bureau Veritas, líder mundial em Teste, Inspeção e Certificação (TIC), inaugura Laboratório de OPM (do inglês Oil, Petrochemicals and Minerals) em Fortaleza, Ceará. A nova unidade garante a qualidade dos produtos derivados do petróleo, além de inspecionar o volume de cargas importadas e exportadas pelo Brasil e países da América do Norte, Europa e Ásia.

Somente no primeiro semestre de 2022, os volumes de gasolina e diesel vendidos pelas distribuidoras de combustíveis do Ceará superaram os níveis de 2019 a 2021, com mais de 576,7 mil metros cúbicos. Apesar da alta nos preços do estado, o consumo de gasolina teve um aumento de 5,8% e o diesel registrou alta de 0,38% em relação ao ano de 2021.

“Há quase 200 anos, o Bureau Veritas contribui para a construção de um mundo de confiança por meio de rigorosos processos de controle de qualidade em diferentes setores. Nossas certificações são reconhecidas internacionalmente, dando maior confiabilidade às transações.

O laboratório de Fortaleza vem ao encontro de uma demanda crescente na região por maior eficiência nas análises e inspeções, otimizando o fluxo das cargas que entram e saem pelo Porto de Fortaleza e Porto do Pecém”, afirma Guilherme Cauduro, diretor executivo de Agronegócios & Commodities do Bureau Veritas.

O novo Laboratório de OPM do Bureau Veritas realiza ensaios de alta precisão e testes laboratoriais para garantir que o produto esteja em conformidade com os parâmetros nacionais e internacionais.

O Grupo certifica, por amostragem, a qualidade de combustíveis, como diesel, gasolina, etanol, biodiesel, gás liquefeito de petróleo (GLP) de acordo com as exigências da ANP e de minerais, como ferro, manganês, alumínio, e até metais preciosos como ouro, prata e platina.

A unidade de Fortaleza funcionará ininterruptamente no bairro Mucuripe, polo petroquímico da capital cearense, auxiliando empresas nacionais e internacionais do setor de petróleo, petroquímicos, minerais e produtos siderúrgicos no controle de qualidade e volume de carga importado ou exportado.

O Bureau Veritas possui mais oito laboratórios de OPM próximos aos principais portos do Maranhão, Pernambuco, Bahia, Rio de Janeiro, São Paulo, Paranaguá, Espírito Santo e Pará. Somente

no primeiro semestre de 2022, foram analisadas mais de 6.000 amostras, certificadas e inspecionadas para redução de riscos e aumento da confiabilidade na cadeia produtiva.

Sobre o Grupo Bureau Veritas

Com receita global de 4,9 bilhões de euros, o Bureau Veritas é líder mundial em Teste, Inspeção e Certificação (TIC). Fundado em 1828, o Grupo está presente em 140 países, atendendo mais de 400 mil clientes. São 80 mil colaboradores localizados em mais de 1.600 escritórios e laboratórios pelo mundo, sendo 5 mil profissionais no Brasil. O Bureau Veritas oferece um portfólio completo de serviços e soluções inovadoras para garantir que ativos, produtos, infraestrutura e processos atendam aos padrões e regulamentações de qualidade, saúde e segurança, proteção ambiental e responsabilidade social.



Foto: Divulgação

Repsol Sinopec Brasil apresenta parceiro tecnológico em projeto pioneiro de captura de carbono atmosférico

Nova unidade do Grupo no polo cearense será responsável por inspecionar e certificar as importações e exportações de combustíveis, metais e minerais para os mercados brasileiro, americano, europeu e asiático



A iniciativa faz parte do programa de pesquisa que a Repsol Sinopec está consolidando com foco em tecnologias para gestão do carbono, e está alinhada ao objetivo global do Grupo Repsol para atingir zero emissões líquidas em todas as suas atividades até 2050. Para atingir esta meta, a companhia definiu um roteiro de descarbonização ambicioso no qual considera o desenvolvimento de novas tecnologias de CCUS – sigla em inglês para Captura, Uso e Armazenamento de Carbono -, e NET – sigla em inglês para Tecnologias de Emissões Negativas.

“Esta iniciativa reforça a trajetória de pioneirismo da RSB em diversos segmentos. Através dela, poderemos alçar um novo patamar de soluções voltadas para a gestão de carbono, e que contribuam cada vez mais com nosso objetivo estratégico”, afirma José Salinero.

Equipamento alimentado por energia solar

A primeira fase do projeto prevê a implementação de uma planta DAC experimental, formada por um equipamento com capacidade de absorção de 300 toneladas de dióxido de carbono por ano e alimentada por painéis de energia solar. Além disto, serão realizados estudos para identificação de locais ideais no Brasil para armazenamento do CO2 em rochas basálticas. A primeira fase do projeto prevê a implementação de uma planta DAC experimental, formada por um equipamento com capacidade de absorção de 300 toneladas de dióxido de carbono por ano e alimentada por painéis de energia solar.

Além disto, serão realizados estudos para identificação de locais ideais no Brasil para armazenamento do CO2 em rochas basálticas.

A tecnologia DAC combinada com a mineralização de basalto pode representar uma alternativa tecnológica de grande potencial para remoção e armazenamento de carbono atmosférico.

O Brasil foi escolhido como primeiro país para receber o projeto em virtude do potencial de sua geografia privilegiada, com a presença de antigas formações basálticas ao longo de grande parte do território nacional.

Entendendo que a gestão de carbono requer uma abordagem multidisciplinar, o DAC.SI inaugura um conceito de inovação aberta, que reúne indústria, centros de pesquisa e universidades para garantir a excelência tecnológica capaz de viabilizar a implantação desta tecnologia em grande escala.

“As soluções tecnológicas mais eficientes são, por vezes, fruto do aprendizado obtido com a análise dos processos naturais, como acontece nas florestas, que são uma fonte de inspiração para o desenvolvimento de novas tecnologias para captar o CO2 da atmosfera e fixá-lo. O Brasil oferece o ecossistema perfeito para a coexistência entre natureza e tecnologia, e tem potencial para oferecer um caminho de descarbonização massiva em escala global”, ressalta Federico Giannangeli.

“Os engenheiros podem plantar árvores, mas também construir máquinas. Nós da DACMa temos muito orgulho de poder contribuir da Alemanha com nossa tecnologia para tornar realidade este projeto pioneiro na América Latina. É um grande prazer para nós estabelecer esta aliança com a RSB e com a PUCRS para avançar na transição para um futuro climático neutro”, complementa Jörg Spitzner.

Em evento realizado no início do mês em Porto Alegre (RS), representantes da Repsol Sinopec Brasil (RSB), da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS) e da startup alemã DACMa GmbH assinaram um Acordo de Desenvolvimento Comum (Joint Development Agreement, ou JDA) para realização do projeto de pesquisa e desenvolvimento DAC.SI. Pioneiro na América Latina, o projeto propõe desenvolver a tecnologia Direct Air Capture (DAC) para a remoção de CO2 do ar e avaliar opções para seu armazenamento geológico, com objetivo de abater as emissões já realizadas. Estiveram presentes o diretor de Tecnologia para E&P da Repsol, Federico Giannangeli, o gerente de Pesquisa e Tecnologia da Repsol Sinopec, José Salinero, o diretor do Instituto de Petróleo e Recursos Naturais da PUCRS (IPR) Felipe Dalla Vecchia e Jörg Spitzner, CEO da DACMa GmbH.

Refap bate recordes de vendas de Diesel S-10 e de produção e comercialização de asfalto

Unidade da Petrobras em Canoas registrou marcas em outubro

A Refinaria Alberto Pasqualini (Refap) obteve marcos importantes no mês de outubro.

Para o Diesel S-10, foi registrado recorde de vendas: 1.393 mil barris, superando em 9% o recorde anterior de julho deste ano.

O Diesel S10 é um combustível com baixo teor de enxofre e que atende às tecnologias mais modernas de motores em uso no Brasil.

Outros destaques foram a produção e vendas de asfalto.

Em outubro, foram estabelecidos novos recordes de produção: 33,8 mil toneladas, 19% acima do recorde mensal anterior, de 2017.

Em termos de vendas, foram 25,9 mil toneladas, 15% acima do realizado em setembro de 2016.

A estratégia da Petrobras é usar o parque de refino da empresa de forma eficiente, observando a demanda dos mercados para cada produto e as alternativas de suprimento de petróleo e derivados.

O desempenho das refinarias respeita os requisitos de segurança, qualidade dos produtos e respeito ao meio ambiente, com o foco em geração de valor.



Foto: Divulgação

Repsol Sinopec Brasil celebra 25 anos no país

Com forte presença em ativos de classe mundial e projetos promissores, empresa mira no futuro reafirmando seu compromisso com a gestão ESG

A Repsol Sinopec Brasil (RSB) está celebrando 25 anos, com uma trajetória de pioneirismo, inovação, e grandes contribuições para o desenvolvimento e progresso da sociedade. Com forte presença em ativos de classe mundial, especialmente no pré-sal, a empresa se consolida hoje como a quarta maior produtora nacional e uma das maiores empresas de energia da América Latina. Sua carteira de ativos é composta por três grandes campos produtores – Albacora Leste, Lapa e Sapinhoá -, além de blocos exploratórios de grande potencial – Sagitário e BM-C-33.

Pioneirismo e geração de valor

Como parte do grupo espanhol Repsol, a empresa se tornou a precursora na abertura do mercado de exploração e produção brasileiro, em 2000, através da parceria para o campo de Albacora Leste. Em 2010, firmou uma joint venture com o grupo chinês Sinopec (40%), com objetivo de focar e expandir suas atividades no upstream. Mais tarde, a RSB participou de grandes descobertas no pré-sal brasileiro, como a de Sapinhoá, que hoje é terceiro maior campo produtor do país. Também foi a primeira empresa internacional a realizar operações de transbordo entre navios (ship-to-ship) em águas brasileiras. Como resultado, de 2011 a 2022, a companhia investiu 5 bilhões de dólares no Brasil nos últimos 10 anos, destacando-se entre as empresas do setor que mais investiram no país na última década.

Energia para criar o amanhã

Esta trajetória de pioneirismos também foi reforçada quando, em 2019, a Repsol foi a primeira companhia do mundo no setor a declarar sua meta de zero emissões líquidas até 2050, compromisso assumido a partir de um modelo de sustentabilidade próprio, alinhado aos Objetivos de

Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas (ODS) e aos anseios da sociedade. Neste contexto, a diversidade de talentos e a tecnologia são aliadas importantíssimas na busca de soluções para oferecer energia de forma cada vez mais segura, eficiente e sustentável.

A diversidade já é parte da empresa, que conta com uma equipe de pessoas de 10 diferentes nacionalidades e índices de presença feminina superiores aos da média da indústria. Na RSB, as mulheres representam 39% do time e 46% da liderança executiva. O processo seletivo é oculto, e nele a paridade de gênero é assegurada. A nossa licença paternidade é de quatro meses, proporcionando maior igualdade de oportunidades entre homens e mulheres, e, além disto, existe um canal de ética e cumprimento disponível 24h. O comitê de Diversidade e Inclusão, formado por empregados voluntários, também desempenha um importante papel fomentando a diversidade e a inclusão na RSB. Tecnologia e inovação são outras pontas de lança na estratégia voltada para a construção de modelos de energia mais sustentáveis. Na vanguarda da inovação, já foram mais de R\$ 185 milhões em projetos de P&D nos últimos cinco anos, e cerca de R\$ 200 milhões previstos para os próximos dois anos. Entre os projetos mais recentes do nosso

portfólio, destacam-se o CO2CHEM, que está desenvolvendo tecnologias inovadoras para produção de hidrocarbonetos sustentáveis a partir de CO2, e o DAC.SI, que construirá a primeira planta de captura e armazenamento geológico de carbono atmosférico da América do Sul. Esses são projetos da linha de Pesquisa & Desenvolvimento em Gestão de Carbono que reforçam o compromisso da companhia com a sustentabilidade e a transição energética. Além de atuação de destaque em diversidade e tecnologia, a empresa vem se consolidando como um player cada vez mais importante no mercado de gás natural brasileiro, através da venda direta do gás de Sapinhoá Norte, da sua importante contribuição e participação nos Sistemas Integrados de Escoamento e Processamento de Gás Natural (SIE e SIP), e do desenvolvimento do bloco BM-C-33, onde está localizada Pão de Açúcar, descoberta com volume total recuperável estimado acima de um bilhão de barris de óleo equivalente. Agora, a Repsol Sinopec Brasil tem como objetivo construir os próximos 25 anos, com o nosso de seguir produzindo petróleo e gás de forma cada vez mais responsável, para suprir a demanda de energia, bem essencial para o bem-estar da sociedade. Tudo isto promovendo, ao mesmo tempo, o desenvolvimento do mercado, da indústria e do país.

Somos energia para criar o amanhã.



25 ANOS

Petrobras é tetracampeã: Pégaso é o maior e mais ecoeficiente supercomputador da América Latina

Empresa ocupa o 1º lugar em computadores de alto desempenho e ecoeficiência da América Latina, pelo quarto ano consecutivo. O Pégaso é também o 5º maior da indústria petrolífera mundial



O supercomputador Pégaso, da Petrobras, é o maior da América Latina em capacidade de processamento e o mais ecoeficiente, segundo os rankings TOP500.Org e Green500. O resultado reafirma a liderança da empresa em computação de alto desempenho (HPCs). A máquina supera, nos dois quesitos, o Dragão e o Atlas, que também pertencem à Petrobras e tem poder de processamento equivalente à soma de seis milhões de telefones celulares ou de 150 mil laptops modernos. Com o resultado do ranking a empresa obtém o tetracampeonato em HPCs. Em 2019 a empresa ficou em primeiro lugar com o Fênix; em 2020 com o Atlas e em 2021 com o Dragão. Investir nessas máquinas permite à Petrobras aplicar seu conhecimento técnico no processamento de dados geofísicos e geológicos para reduzir incertezas e riscos de projeto, assim como o tempo entre uma nova

descoberta de um campo petrolífero e o início da sua produção.

“É com muita satisfação que recebemos este resultado. Ampliar o processamento de dados permite à Petrobras gerar imagens da subsuperfície cada vez mais nítidas das áreas mapeadas para exploração e produção de petróleo e gás natural, além de reduzir o tempo de processamento dessas informações. Isso contribui para otimizar a produção, aumentar o fator de recuperação das reservas atuais e maximizar a eficiência dos projetos exploratórios da companhia”, explica o diretor de Exploração e Produção da Petrobras, Fernando Borges. O investimento no Pégaso, de R\$300 milhões, assim como em outras máquinas que acelerem o processamento de dados geofísicos, geológicos, treinamentos de algoritmos em projetos de ciência de dados e as simulações de fluxos em reservatórios é essencial para viabilizar programas estratégicos como o EXP100, que visa alcançar 100% de uso dos dados e conhecimento nos projetos exploratórios, CEOS e o PROD1000, que tem por meta reduzir os prazos para início da produção de um campo.

O Pégaso aumentará a capacidade atual de processamento da companhia de 42 para 63 Petaflops (Pico DP). A companhia prevê alcançar uma capacidade total de processamento de 80 Petaflops, com o acréscimo de 4 máquinas menores. Para se ter uma ideia, 1 Petaflop equivale a 1 quatrilhão de operações matemáticas por segundo. Esse potencial é importante para habilitar as iniciativas de tecnologia digital, em benefício da eficiência das operações, tornando a empresa mais resiliente às mudanças de cenários de negócio. Com processamento de dados de 21 Petaflops (Pico DP), o Pégaso tem quase a soma do Dragão (14 Petaflops) e do Atlas (8,9 Petaflops) juntos. São 678 terabytes de memória RAM e rede

de 400 gbps, além de 2016 GPUs – Gráfico Process Units, na sigla em inglês. Pode-se dizer que o Pégaso é um equipamento “de peso”. São 30 toneladas de componentes distribuídas em racks que, enfileirados, somam 35 metros. A máquina estará operando em plena capacidade em dezembro deste ano.

Ecoeficiente

Outra característica do supercomputador Pégaso é a eficiência energética. Quando estiver em plena produção, o Pégaso terá um consumo máximo de 1,5 MW, equivalente ao consumo anual de uma cidade de 6.800 habitantes, como Santo Antonio do Pinhal (SP).

“Na elaboração do projeto deste HPC, foram feitas várias escolhas e exigências técnicas de maneira a reduzir o consumo, como a escolha de aceleradores matemáticos (GPUs), os mais ecoeficientes que existem, e a exigência de fontes de alta eficiência, afirma Paulo Palaia, diretor de Transformação Digital e Inovação da Petrobras”.

Ainda que não conte para pontuação no ranking Green500, o lugar onde os supercomputadores são instalados também contribui para o melhor desempenho das máquinas. O Pégaso fica em um Centro de Processamento de Dados (CPD), que só usa energia limpa, com ambiente de refrigeração customizado para o supercomputador, a fim de aumentar a sua eficiência energética.

Com a divulgação do ranking TOP500 o Pégaso se posiciona como o 5º maior da indústria de óleo e gás e 33º maior supercomputador global.



Revista digital
Oil & Gas Brasil

ANUNCIE CONOSCO!!!

Próxima edição: nº 36 - Janeiro
Entrega de material: 05/01/23
Circulação: 10/01/23