

PETRÓLEO | GÁS | BIOCOMBUSTÍVEIS

**tn**  
**Petróleo**

Ano XXII • 2020 • N° 131 • www.tnpetroleo.com.br

## Opinião

**Responsabilidade social e sustentabilidade - conceitos úteis na atualidade?** de Simone Coelho é diretora da Tessitura – Conhecimento Social, agência especializada em implantação e avaliação de projetos sociais

**Perfil Profissional** de Ana Zambelli - Ela abraça o desafio

**Empresa:** Atlanta, o velocino de ouro da Enauta



ESPECIAL: PIONEIRO DE LIBRA



# O PIONEIRO FAZ HISTÓRIA

ENTREVISTA ESPECIAL  
**José Eduardo Vinhaes Gerk,**  
diretor-presidente da PPSA



## PPSA: uma empresa lucrativa

### ARTIGOS

O desenvolvimento do pré-sal e o preço do petróleo, por Magda Chambriard

O setor elétrico no contexto da crise do COVID-19, por Ana Karina E. de Souza e Heloísa Zerbinatti Sato

Financiamento de infraestruturas e gasodutos, por Paulo Guardado

FPSO Pioneiro de Libra, Agência Petrobras



# O PIONEIRO FAZ HISTÓRIA

O FPSO *Pioneiro de Libra* tornou-se um dos principais protagonistas de um dos mais emblemáticos projetos offshore do Brasil: o do campo de Mero, cujos reservatórios no pré-sal têm colunas de óleo de mais de 400 metros (equivalente à altura do Pão de Açúcar). Esse 'pioneiro' tem possibilitado a quebra de novos paradigmas em projetos offshore, entrando definitivamente para os anais da indústria mundial de petróleo.

Por Beatriz Cardoso

O FPSO Pioneiro de Libra vem registrando números que refletem o sucesso do primeiro projeto de desenvolvimento no gigantesco bloco de Libra (que tem uma área total de 1.550 km<sup>2</sup>, equivalente ao tamanho da maior cidade do país, São Paulo).

Com tecnologias embarcadas, às quais se somam soluções de ponta no arranjo submarino, na engenharia de poço e na ancoragem com turret, o FPSO (Floating Production Storage and Offloading) unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência) 'transforma' em números o enorme potencial desse reservatório.

E faz isso em grande 'velocidade', ainda que seja uma unidade estacionária de produção em águas de mais de 2 mil metros de profundidade. Afretado e operado pela joint-venture formada pela Ocyan e a Altera Infrastructure (ex-Teekay Offshore) por um período de 12 anos, o FPSO confirmou, em pouco tempo de operação, que Libra é uma das maiores jazidas do pré-sal.

Arrematado pelo consórcio formado pelas empresas Petrobras (operadora, com 40%), Total (20%), Shell (20%), CNPC (10%) e CNOOC Limited (10%) no primeiro leilão do pré-sal em regime de partilha, em outubro de 2013, o bloco produziria o primeiro óleo por meio do FPSO pioneiro, apenas quatro anos depois (e oito poços perfurados, com profundidades de até mais e 5 mil metros no subsolo).

O que ajudou a agilizar esse primeiro óleo foi realização do primeiro pré-lançamento de linhas flexíveis com flutuadores em águas ultraprofundas na implantação do TLD. O método antecipou em 43 dias o início da produção do poço, quando comparado a um cenário sem pré-lançamento das linhas.

Os resultados foram tão expressivos que o consórcio declarou a

comercialidade do campo no mês seguinte (11/2017). Surgiu assim o campo de Mero, com área correspondente a um quarto de Libra, com um volume recuperável estimado de 5 bilhões de barris de óleo equivalente (boe).

Primeiro FPSO dedicado a testes de longa duração (TLDs) equipado com sistema de reinjeção de gás, com um único poço de produção interligado a ele, o pioneiro produziu nada menos que 9 milhões de barris de petróleo equivalente (boe) no primeiro ano de operação. E superou a marca de 20 milhões de boed até meados desse ano.

A reinjeção, que eliminação a queima contínua de gás, minimizando a emissão de CO<sub>2</sub> na atmosfera, viabiliza a produção dos poços no seu potencial máximo em um reservatório promissor, com colunas de óleo de mais de 400 metros, equivalente à altura do Pão de Açúcar.

Em apenas seis meses de operação do FPSO, o consórcio registrou produções históricas do poço de Mero, que, com o início da injeção de gás, superou a marca recorde de 60mil boe/dia, em junho de 2019.

### Alta produtividade

Operando em águas ultra-profundas, em lâmina d'água de aproximadamente 2.000 metros, o FPSO Pioneiro de Libra tem gerado ganhos para o consórcio bem como para a União. A unidade, mesmo com um único poço produtor, vem assegurando que Mero responda pela maior parte da produção atual sob regime de partilha.

Segundo boletim de junho da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), empresa pública gestora dos contratos de partilha, "ainda que atividades de Mero tenham sido interrompidas em cinco dias por conta de condições meteoceanográficas

(ondas acima de quatro metros) e uma queda da geração principal no FPSO", o campo responde por 60% da produção total em regime de partilha.

Um dos três contratos de partilha em produção (os outros 14 estão em fase exploratória), Mero gerou 26 dos 46 mil barris de petróleo por dia (bpd) – o restante veio do Entorno de Sapinhoá e Sudoeste de Tartaruga Verde. Nesse mesmo mês, Mero foi o sétimo maior produtor do pré-sal, segundo dados de julho da ANP. Os números surpreendentes são fruto de uma série de fatores, segundo a gerente executiva de Libra,



**Mariana Cavassin Paes.**

"A campanha exploratória e os testes de produção de longa duração, tanto os TLDs como os SPAs (Sistemas de Produção Antecipada), confirmaram que o campo de Mero possui um reservatório do pré-sal de excelentes características permoporosas e a presença de petróleo de alta qualidade", observa a gerente da petroleira.

Ela frisa que a atuação de uma equipe integrada, "com talentos internos da Petrobras e dos parceiros Shell Brasil, Total, CNOOC Limited e CNODC, e a contribuições de especialistas dos consorciados e das companhias de serviços", agilizou o desenvolvimento e permitiu a implantação de soluções tecnológicas que agregaram valor ao projeto.

As tecnologias desenvolvidas pela Petrobras para o TLD, receberam o prêmio Distinguished Achievement Award da Offshore Technology Conference (OTC), em 2019. "Essas soluções pioneiras permitiram não só redução dos custos operacionais, como também o aumento da produtividade e eficiência na produção da jazida, com

Foto: Consórcio Libra

Foto: Agência Petrobras

## FPSO PIONEIRO DE LIBRA

CLIENTE  
Client  
Consórcio Libra

ANO DE CONVERSÃO  
Year of conversion  
2016

CONTRATO  
Contract  
2017-2029

ESTALEIRO  
Shipyard  
JURONG SHIPYARD SINGAPORE

### DETALHES TÉCNICOS TECHNICAL DETAILS

CAPACIDADE DE PRODUÇÃO DE ÓLEO Oil Production	50.000 bpd 50,000 bpd	PRODUÇÃO D'ÁGUA Water Production	25.000 bpd 25,000 bpd
COMPRIMENTO Length Overall	315,1 m 1,033,79 ft		
PROFUNDIDADE Depth	22,4 m 73,49 ft	ANCORAGEM Mooring	3 clusters de 3 linhas 3 clusters of 3 lines
LARGURA Breadth	50 m 164,04 ft	OIL RANGE	30.3 - 34.3" API
CASCO Draught	15,5 m 50,85 ft	GERAÇÃO DE ENERGIA Power Generation	03 Gas Turbine Generators
CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO Crude storage	126.013,05 m <sup>3</sup> 792,598,20 bbl	ACOMODAÇÕES Accommodations	120 POB

FPSO com capacidade de produção de 50 mil barris de óleo/dia e compressão de 4.000.000 Sm<sup>3</sup>/dia de gás associado, e poderá operar em lâmina d'água de até 2.400 metros.

FPSO with production capacity of 50,000 barrels of oil per day and 4 million cubic meters of associated natural gas per day in water depth of up to 2,400 ft.

Capacidade de produção: 50.000 barris de óleo/dia e compressão/reinjeção de 4 milhões m<sup>3</sup>/dia de gás.

Profundidade para operação: lâmina d'água de até 2.400 metros

Local de operação: Bacia de Santos

Propriedade da joint venture formada pela Ocyan e Altera Infrastructure (ex-Teekay Offshore)

Operação: afretado por 12 anos para Testes de Longa Duração no Bloco de Libra

Investimentos: aproximadamente US\$ 1 bilhão

potencial de serem aplicadas em projetos futuros da companhia", frisa Mariana Cavassin.

O prêmio foi o reconhecimento da abordagem inovadora do TLD, que permitiu realizar simultaneamente o monitoramento da pressão do campo, por meio de dispositivos remotos, a produção de petróleo e a injeção de gás. "O TLD de Libra levou o conceito de avaliação dinâmica a uma nova dimensão", ressaltou a organização na época.

#### Importante aprendizado

Mariana Cavassin Paes explica que o TLD utilizando as novas

tecnologias possibilitou a obtenção de dados dinâmicos de alta qualidade e de informações importantes sobre o comportamento da produção em uma jazida com as dimensões de Mero.

E um dos trunfos foi o FPSO com sistema de reinjeção do gás produzido, bem como a utilização de linhas flexíveis de 8 polegadas (pela primeira vez, pois o usual é 6 polegadas) no poço produtor, que viabilizaram elevadas vazões, trazendo informações sobre os potenciais de produção e de injeção da área.

Em fim de abril e maio desse ano, de acordo com o boletim de

junho da PPSA, houve paradas de atividades para a troca da linha de 8 polegadas pela linha de serviço de 6 polegadas. A gestora do contrato informou ainda que a produção seguiria limitada até que a segunda linha, de 6 polegadas, seja instalada (o que está previsto para o quarto trimestre de 2020). Mariana Cavassin Paes frisa que a troca da linha foi estava planejado, baseada em critérios técnicos e econômicos e requisitos de integridade do sistema de coleta submarino.

A gerente executiva de Libra resalta que, por meio do moni-



Imagem no link:  
<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/ganhamos-premio-internacional-por-tecnologias-inovadoras-no-bloco-de-libra-no-pre-sal.htm>

drenagem da área e agregando maior confiabilidade às previsões de produção”, pontua.

### Monitoramento da integridade

Confiabilidade operacional é uma das preocupações nesse projeto, que vem incorporando tecnologias já testadas. Segundo Mariana Cavassin, o consórcio busca sempre oportunidades para otimizar os sistemas de produção com o objetivo de maximizar a geração de valor.

“Opções técnicas para otimizar o sistema de risers do FPSO Pioneiro de Libra estão em avaliação, incluindo o detalhamento do sistema de monitoração da vida útil ao longo da vida do período de produção. É previsto que este sistema utilize a infraestrutura (cabos óticos e painéis) já existente no FPSO”, informa.

Uma das tecnologias testada e premiada é o MODA (Monitoramento Óptico Direto no Arame), fornecido pela brasileira Ouro Negro. Desenvolvido em parceria com a PUC-Rio e certificado pela Petrobras, a solução vem sendo utilizada para o monitoramento em tempo real da integridade de risers.

“O MODA é uma das inovações que vão contribuir para o desenvolvimento cada vez mais seguro e eficiente de projetos offshore da indústria mundial”, destaca o CEO da Ouro Negro, Eduardo Costa, comemorando a renovação da parceria com a Petrobras em meados deste ano.

A solução fornecida pela Ouro Negro está entre as 10 tecnologias utilizadas no pré-sal premiadas

pela Offshore Technology Conference (OTC), em 2015, e vem sendo utilizada em FPSO em operação nas bacias brasileiras. Já são mais de 314 sistemas instalados, somando mais de 15mil sensores. No total, o MODA está monitorando 64 risers de 24 UEPs (Unidade Estacionária de Produção) nas bacias de Santos e Campos. “Temos mais de 3 mil terabytes de dados processados em mais de 2500 dias de monitoramento em tempo real, um dos serviços oferecidos no pacote de soluções tecnológicas da Ouro Negro”, conclui o executivo da Ouro Negro.

### P&D gera tecnologias

Mariana Cavassin Paes destaca que o consórcio de Libra possui uma extensa carteira de projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I), que contempla diversos projetos, os quais vão de digitalização à estudos de como os fatores humanos impactam na segurança operacional.

“O consórcio de Libra considera o processo de digitalização como uma oportunidade para geração de valor e redução de custos por meio da otimização dos processos”, afirma. Assim, alinhados com as diretrizes de transformação digital da Petrobras, Libra tem um programa tecnológico específico, denominado Libr@ Digital, no qual foram priorizadas as tecnologias com maior valor para o projeto, dentre elas o Digital Twin.

“Esta tecnologia busca o desenvolvimento de soluções para manutenção da continuidade operacional, redução do tempo e custo de paradas não programadas, otimização e aumento da produção, tomada de decisão baseada em dados de forma mais ágil, bem como no aumento da segurança de nossas operações”, enumera a ge-

toramento de pressão nos poços observadores durante a produção do TLD, foi possível avaliar a comunicação hidráulica da jazida. E garante que o uso de completação inteligente possibilitou avaliar diferentes estratégias de injeção e produção, trazendo informações sobre a comunicação vertical do reservatório e a efetividade da reinjeção de gás como método de recuperação e manutenção de pressão.

“A incorporação destes dados no modelo geológico reduzirá as incertezas e proporcionará maior robustez aos projetos de desenvolvimento do campo, possibilitando uma melhor definição do plano de



rente executiva do ativo. O programa Libr@ Digital também possui ações em avaliação e desenvolvimento nas áreas de blockchain, wearables, inteligência artificial, realidade virtual, big data, machine learning e robótica.

Dentro dessa estratégia tecnológica, no fim de 2019, a Petrobras e parceiros investiram R\$ 63 milhões na ampliação da capacidade de processamento do supercomputa-

dor Santos Dumont, que passou a liderar o ranking dos computadores de mais alto desempenho da América Latina.

A tecnologia será aplicada em pesquisas de exploração e produção de petróleo e gás e na análise de grandes massas de dados (geofísicos, geológicos e de engenharia) que demandem alta capacidade computacional para cálculos científicos, baseados em

ferramentas de inteligência artificial e deep learning.

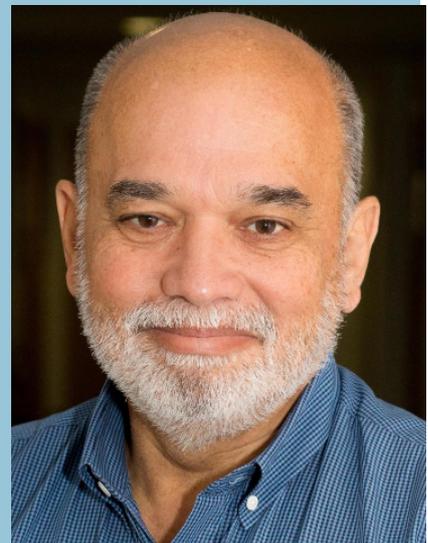
"A ênfase será sobre estudos nas áreas de processamento sísmico e de simulação de reservatórios, além da otimização da perfuração de poços e dos projetos de produção – no pré-sal da bacia de Santos e, em especial, no campo de Mero", esclarece Mariana Cavassin. A potência computacional da máquina reduzirá de 10 a 50 vezes o tempo de processamento sísmico, permitindo reduzir incertezas geológicas e aumentar o índice de sucesso exploratório.

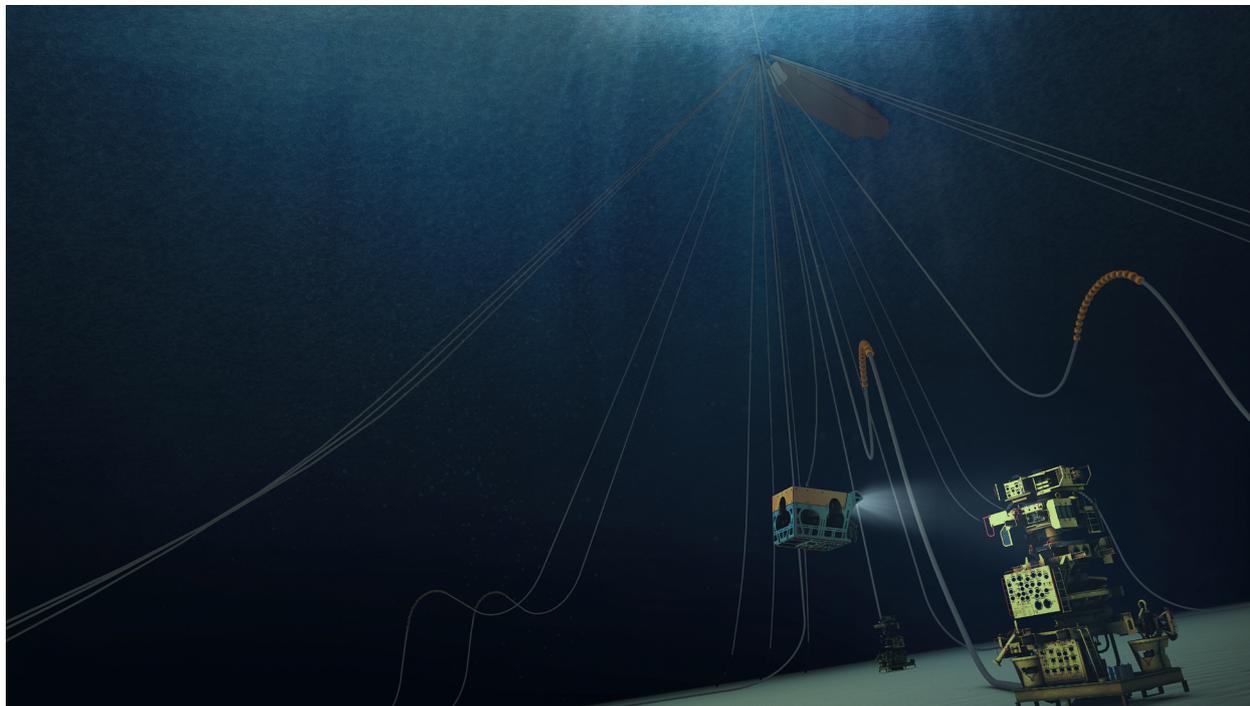
Com isso, a expectativa é contribuir não apenas para acelerar os projetos, como também aumentar a precisão das atividades e a segurança operacional. "O Santos Dumont poderá ser utilizado pela Petrobras, pelos parceiros tecnológicos do consórcio de Libra e por toda a comunidade científica brasileira", revela a gerente executiva de Libra.

"MERO TEM IMPORTÂNCIA FUNDAMENTAL nas previsões de produção, e conseqüente faturamento, para a União. Hoje há uma unidade em produção operando na área, o FPSO Pioneiro de Libra, com produção de cerca de 43.000 bopd/dia. Os planos para os próximos 3 anos incluem a entrada em operação do FPSO Guanabara (Mero 1) e do FPSO Sepetiba (Mero 2), que acrescentarão uma capacidade de produção total de 360.000 bpd à Mero.

Outra grande expectativa que temos nesse desenvolvimento de Mero diz respeito à confirmação definitiva de diversas novas tecnologias que o projeto traz e que poderão ser empregadas também em outras áreas com benefícios para todos. Desse rol fazem parte a produção com linhas de grande diâmetro para aumento de produção, também utilizadas no Pioneiro de Libra, o emprego do CTV (Cargo Transfer Vessel) que permitirá a retirada das cargas de óleo sem necessidade de embarcações com Posicionamento Dinâmico, o emprego do método WAG (Water Alternate Gas) que deverá aumentar a recuperação de óleo no campo, o desenvolvimento da tecnologia Hi-Sep, que permite a separação do gás produzido no fundo do mar e sua re-injeção sem passar pelo FPSO, desenvolvimento de tecnologias de transformação digital para gestão do projeto, etc.

Mero não deixa de ser um laboratório para várias tecnologias, que são incorporadas ao projeto à medida que são disponibilizadas, e que podem, sem dúvida, auxiliar também em muitos outros projetos. Há também um grande esforço para redução de custos e aumento da eficiência do projeto, através do Programa Libra #35, que tem alcançado ótimos resultados, em benefício de todos os Consorciados, incluindo a União", destacou **Osmond Coelho Junior**, diretor de Gestão de Contratos da PPSA.

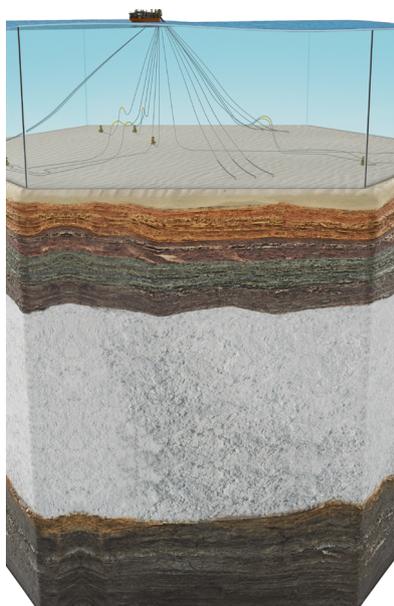




### Alta pressão

Ela pontua que entre as tecnologias em desenvolvimento para utilização no campo de Mero, destaca-se a de High Pressure Separation (separação em alta pressão) – já patenteada como HISEP® -, desenvolvida pela Petrobras. O teste-piloto deverá ser feito na área de Mero 3. “Esses equipamentos submarinos vão separar e reinjetar, por meio do uso de bombas centrífugas, boa parte do gás com alto índice de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) produzido junto com o petróleo, permitindo ‘desafogar’ a planta de processamento de petróleo no FPSO e, conseqüentemente, possibilitando o aumento da produção de óleo”, diz Mariana Cavassin. O HISEP® atualmente está em fase de definição e de testes.

Ela lembra ainda que algumas tecnologias pioneiras utilizadas em Mero já estão sendo replicadas em outros projetos de águas profundas da Petrobras. “Na disciplina de Engenharia de Poços, vale destacar o pioneirismo da utilização



de equipamentos de completação inteligente para aquisição massiva de dados de reservatório já na fase de TLD”, ressalta.

Ela lembra que o uso pioneiro de linha flexível de 8 polegadas de produção ajudou a comprovar a viabilidade técnica de produção com elevadas vazões continuamente, habilitando os projetos da Petrobras a ter essa opção entre as alternativas de desenvolvimento. Sem falar bem no pré-lançamento das

linhas do sistema submarino com flutuadores, que reduziu o tempo necessário para disponibilizar o poço para iniciar sua produção ou injeção, e pode ser aplicado em outros projetos.

“Outro aspecto positivo e diferencial do TLD de Libra é o fato de ser atualmente o único sistema dedicado a testes de longa duração que reinjeta gás produzido, contribuindo para a redução da emissão de gases para o efeito estufa”, observa.

Parte integrante de uma campanha de aquisição de dados dinâmicos de produção, composta pelo TLD, iniciado em 2017, e pelos SPAs que o sucederam, o FPSO tem atividades previstas no campo de Mero até 2029. De acordo com o plano estratégico da Petrobras para o período de 2020 a 2024, a primeira unidade de produção definitiva de Mero, o FPSO Guanabara, deve produzir o primeiro óleo em 2021. “O PE prevê para o período de 2020 a 2024, um FPSO para Mero 1, em 2021; Mero 2, em 2023; e Mero 3, em 2024”, confirma Mariana Cavassin.

# Parceiros comemoram sucesso do empreendimento

O papel do pioneiro no desenvolvimento de Mero, gerando tecnologia e conhecimento que poderá ser aplicado em outros projetos offshore, é destacado também pelos parceiros do consórcio, as petroleiras Shell e Total, bem como pelo operador da unidade.

## SHELL: REDUÇÃO DE RISCOS

“O FPSO Pioneiro de Libra, no campo de Mero, tem sido fundamental para comprovar a viabilidade de longo prazo do conceito de desenvolvimento proposto pelo consórcio do qual a Shell Brasil tem orgulho de fazer parte”, pontua a empresa em comunicado enviado à **TN Petróleo**.

Segundo a operadora, a unidade também ajudou os sócios a reduzirem os riscos da estratégia de desenvolvimento ao criar uma conectividade de longo alcance em todo o campo, permitindo assim a flexibilidade dos futuros poços.

“Graças à sua capacidade de reinjeção de gás, o Pioneiro de Libra permitiu ao consórcio colher informações fundamentais sobre a dinâmica dos fluidos reinjetados no reservatório através da injeção de rastreadores no gás reinjetado e do acompanhamento da resposta no poço produtor num período de tempo e numa escala de comprimento relevantes”, afirma a companhia.

Tais resultados, segundo a Shell, demonstram ainda mais a necessidade do uso da tecnologia de poços inteligentes e a tecnologia de separação subsea (HiSEP) para mitigar os riscos de passagem indevida de gás e água no decorrer da vida do campo.

## TOTAL: SOMA DE EXPERTISES

A francesa Total reforça que Libra é um ativo com grande

potencial e um dos principais projetos do portfólio da companhia no Brasil. “Está alinhado à nossa estratégia de crescimento em águas profundas no país, com foco em projetos gigantes que possibilitam a produção a custos competitivos, de forma resiliente diante do cenário de volatilidade do preço do petróleo”, diz a petroleira em comunicado.

Segundo a petroleira, a Libra já contribuiu e contribuirá ainda mais para a meta de produção da Total no Brasil, de atingir 150.000 barris/dia até 2025, através das diferentes fases de desenvolvimento do campo de Mero.

“A combinação do conhecimento e da experiência global das empresas parceiras do consórcio de Libra é um dos grandes diferenciais. O consórcio tem sido bem-sucedido ao desenvolver e implementar soluções inovadoras para desafios tecnológicos e operacionais que fazem parte de um projeto dessa complexidade”, afirma a companhia. “Ao otimizar custos, aumentar a eficiência operacional e implementar inovações pioneiras ao longo dos últimos anos, o consórcio está gerando valor, não apenas para o projeto de Libra, mas deixando um legado para a indústria de O&G no Brasil”, conclui.

## OCYAN: UMA GRANDE OPORTUNIDADE

“Estar presente em Libra com o primeiro grande investimento nesta nova fronteira da indústria do óleo e gás do Brasil é um desafio e uma grande oportunidade”, afirma o vice-presidente de Serviços Integrados da Ocyan, Jorge Mitidieri. “Nosso FPSO

vem registrando índices de segurança, meio ambiente e disponibilidade operacional que destacam a qualidade da embarcação e da operação, cuja produção atingiu mais de 20 milhões de barris de petróleo desde o primeiro óleo, em novembro de 2017”, comemora o executivo.

Ele enumera alguns feitos consagrados na operação. “Um dos indicadores de destaque é a marca de dois anos sem acidentes registráveis a bordo, o que reforça a qualidade da nossa equipe e a robustez do nosso Sistema de Gestão”, diz Mitidieri, lembrando que o TLD é considerado uma referência no mercado offshore. Ele destaca ainda o ganho ambiental com o reaproveitamento e reinjeção de todo o gás produzido, solução que possibilitou executar o TLD sem queimar o gás excedente no meio ambiente.

Lembra também que devido às cargas impostas linhas de 8 polegadas, o FPSO Pioneiro de Libra possui um esquema de ancoragem (turret) externo com maior suporte de carga vertical da indústria mundial, com capacidade de 700 toneladas por linha submarina (riser), o equivalente ao peso de 4 Boeings 747. Esse equipamento é responsável pelo suporte de carga de nove linhas em profundidade d'água de até 2.400 metros.

“Como resultado de todas



essas inovações, a Unidade alcançou uma das maiores médias mensais de produção em um único poço em

águas profundas da história do setor, com recorde de 61,619 mil barris de óleo equivalente (boe). A Altera&Ocyan se orgulha muito de todos esses resultados”, conclui o vice-presidente de Serviços Integrados da Ocyan, **Jorge Mitidieri**. ■