



OTC BRASIL 2019

AN EVENT ORGANIZED BY IBP AND OTC

OFFICIAL SHOW DAILY
PRODUCED BY

upstream

THURSDAY 31 OCTOBER 2019 / QUINTA-FEIRA 31 OUTUBRO 2019


upstreamonline.com

Conference Programme
Programa da conferência

Page 4

Gender diversity a boost for oil and gas companies
Diversidade de gênero pode impulsionar setor

Page 5

Modec has edge in race for Equinor's Carcara prize

Modec na frente por FPSO de Carcará

Page 2

Equinor chief executive
Eldar Saetre
Photo: BERIT ROALD/
SCANPIX

NEWS NOTÍCIAS

Petrobras sets 1000-day target
Petrobras lança programa PROD1000 **Page 3**

Perenco weighs up options for Pargo push
Perenco avalia oportunidades para Pargo **Page 6**

Mature fields in the spotlight
Campos maduros tem potencial **Page 7**



Petrobras ready to face competition for ToR acreage
Petrobras pronta para competição em leilão **Page 8&9**

Petrobras expects key change for flexible pipes
Petrobras avalia compósitos para flexíveis **Page 16**

upstream
Get up to speed with the latest news from the world of oil and gas. Visit us at Booth 117 or log on to www.upstreamonline.com



TRUSTED IN EXTREME CONDITIONS

Pushing steel solutions to new limits

voestalpine
ONE STEP AHEAD.

Modec na frente por FPSO de Carcará

A Modec está na frente na corrida para fornecer à petrolífera norueguesa Equinor um grande FPSO a ser instalado na campo do pré-sal de Carcará, na bacia de Santos.

O Upstream entende que, após meses de longas negociações, a Modec está à frente da rival holandesa SBM Offshore para conseguir um cobiçado contrato para realizar estudos de engenharia e design para o FPSO de Carcará.

“Nos últimos dias, houve rumores de que a Modec estaria em uma posição mais vantajosa em relação à SBM, mas não há nada oficial neste momento, pois a Equinor está realizando essas conversas à portas fechadas”, disse uma fonte bem informada.

A Equinor originalmente pretendia revelar o vencedor da competição do pré-FEED até o final de outubro, mas o prazo poderia ter sido estendido por alguns dias, com uma fonte sugerindo que um anúncio poderia ocorrer a qualquer momento.

Se a Modec vencer a competição do pré-FEED, a empresa continuará com estudos FEED totalmente financiados no início do próximo ano, com a Equinor assinando um contrato de engenharia, fornecimento, construção e instalação para o FPSO em meados de 2020.

Fontes da indústria indicaram que a Modec, se for bem-sucedida, provavelmente vai se unir à Dalian Shipbuilding Industry Corporation na China para o FPSO, que será o maior a entrar em operação no Brasil e contará com topsides capazes de produzir 220.000 barris de óleo por dia e 15 milhão de metros cúbicos de gás natural por dia.

A unidade terá armazenamento para 2 milhões de barris de petróleo e terá capacidade de injetar 240.000 bpd de água. Todo o gás será injetado novamente no reservatório para maximizar o fator de recuperação.

A vitória em Carcará daria à Modec outro contrato de FPSO no Brasil e o primeiro com a Equinor no país.

Nos últimos quatro meses, a Modec ganhou dois contratos de afretamento e operação da Petrobras para o FPSO Almirante Barroso, para o projeto do pré-sal de Búzios-5, e o FPSO Anita Garibaldi, para a revitalização do campo de Marlim.

No início desta semana, a Modec também assinou um contrato com a norte-americana ConocoPhillips para fornecer um FPSO a ser instalado no projeto de Barossa, na Austrália.

O FPSO de Carcará será de propriedade e operado pela Equinor, após um curto período de transição entendido como um ano após o primeiro óleo, que está programado para o início de 2024.

O FPSO será conectado a um total de 20 poços de desenvolvimento, incluindo 12 produtores de óleo, quatro injetores de gás e quatro injetores de água.

Conforme relatado anteriormente pelo Upstream, um consórcio formado pela norueguesa Subsea 7 e a OneSubsea emergiu como o principal candidato a vencer um potencial contrato superior a US\$ 1 bilhão para fornecer umbilicais submarinos, risers e linhas de fluxo para Carcará.

A Equinor opera Carcará com uma participação de 40% e é parceira da norte-americana ExxonMobil com 40% e da portuguesa Galp Energia com 20%.

FIELD DEVELOPMENT



Decisions: Equinor's Brazil president Margareth Ovrum

Photo: ARNE REIDAR MORTENSEN/EQUINOR

Modec edges in front for Carcara FPSO prize

Japanese contractor understood to be in front of SBM Offshore for coveted floater contract for Equinor's pre-salt project off Brazil

FABIO PALMIGIANI
Rio de Janeiro

JAPANESE floater heavyweight Modec has edged ahead in the race to supply Norway's Equinor with a massive floating production, storage and offloading vessel to be deployed at the Carcara pre-salt field in the Santos basin off Brazil.

Upstream understands that, after months of lengthy negotiations, Modec has moved in front of rival SBM Offshore of the Netherlands to potentially land a coveted contract to carry out front-end engineering and design studies on the Carcara FPSO.

“There has been talk in the past few days that Modec is in a more advantageous position over SBM, but there is nothing official at this point, as Equinor is carrying out these conversations (behind) closed doors,” a well-informed source told Upstream.

Equinor originally intended to

unveil the winner of the pre-FEED competition by the end of October, but the deadline could have slipped by a few days, with one source suggesting an announcement could take place at any moment.

If Modec wins out in the pre-FEED contest, the company will proceed with fully funded FEED studies early next year, with Equinor then signing an engineering, procurement, construction and installation contract for the FPSO in mid-2020.

Sources have suggested that Modec, if successful, will likely team up with Dalian Shipbuilding Industry Corporation in China for the floater, which will be the largest to enter operation in Brazil and will feature topsides able to handle 220,000 barrels per day of oil and 15 million cubic metres per

day of natural gas. The unit will have storage room for 2 million barrels of crude and will have the ability to inject 240,000 bpd of water. All gas will be re-injected back into the reservoir to maximise the recovery factor.

The Carcara win would give Modec another FPSO contract off Brazil and the first with Equinor in the country.

Over the past four months, Modec won a pair of lease-and-operate contracts from Petrobras for the Almirante Barroso FPSO for the Búzios-5 pre-salt project and the Anita Garibaldi FPSO for the Marlim revitalisation initiative.

Earlier this week, Modec also landed a contract from US giant ConocoPhillips to supply an FPSO to be installed at the Barossa project off Australia.

The Carcara FPSO will be owned

and operated by Equinor, following a short transition period understood to be as soon as one year after first oil, which is scheduled for early 2024.

The floater will be linked to 20 development wells, comprising 12 oil producers, four gas injectors and four water injectors.

As previously reported by Upstream, a consortium made up of Norway's Subsea 7 and Schlumberger-owned OneSubsea has emerged as the front-runner to win a potential contract in excess of \$1 billion to supply subsea umbilicals, risers and flowlines for Carcara.

Equinor — headed in Brazil by Margareth Ovrum — operates Carcara with a 40% stake and is partnered by US supermajor ExxonMobil on 40% and Portugal's Galp Energia on 20%.

FIELD DEVELOPMENT

Petrobras sets 1000-day target

Brazilian giant aims at bringing **new finds on stream** within 1000 days via **PROD1000 programme**

FABIO PALMIGIANI and ANAMARIA DEDULEASA
Rio de Janeiro

BRAZIL'S Petrobras has launched an ambitious programme aimed at achieving first oil from a field just 1000 days after discovery.

The PROD1000 initiative would see Petrobras aiming to place a discovery on stream in less than three years, versus an average of 1900 days for the global industry.

"The project is still in its early stages, but we believe digital transformation is the fuel to make it happen," Petrobras exploration and production director Carlos Alberto Pereira de Oliveira told reporters on the sidelines of the OTC Brasil 2019 conference.

"We have a huge database and we want to use tools such as artificial intelligence and machine learning in an integrated way to achieve the 1000-day goal by the end of the next decade."

The most recent engineering, procurement, construction and installation contracts for floating production, storage and offloading

vessels ordered by Petrobras have tended to call for delivery of these large units between 36 and 40 months after award.

"Companies will have to come up with different ways to shorten construction times by standardising equipment, but the idea is to go to the market right after acquiring a block in a bid round, even before drilling a well," he added.



Initiative: Petrobras E&P director Carlos Alberto Pereira de Oliveira

Photo: PETROBRAS

Petrobras lança programa PROD1000

A Petrobras lançou um ambicioso programa destinado a obter o primeiro óleo de um campo apenas 1.000 dias após a descoberta.

A iniciativa PROD1000 levaria a Petrobras a colocar uma descoberta em operação em menos de três anos, contra uma média de 1.900 dias para a indústria global.

"O projeto ainda está em seus estágios iniciais, mas acreditamos que a transformação digital é o combustível para que isso aconteça", disse o diretor

de exploração e produção da Petrobras, Carlos Alberto Pereira de Oliveira, a repórteres durante a conferência OTC Brasil 2019.

"Temos um enorme banco de dados e queremos usar ferramentas como inteligência artificial e machine learning de forma integrada para atingir a meta de 1.000 dias até o final da próxima década."

Os contratos mais recentes de engenharia, suprimento, construção e instalação de FPSOs

encomendados pela Petrobras tendem a exigir a entrega dessas grandes unidades entre 36 e 40 meses após a adjudicação.

"As empresas terão que encontrar maneiras diferentes de reduzir o tempo de construção, padronizando os equipamentos, mas a idéia é ir ao mercado logo após adquirir um bloco em uma rodada de licitações, mesmo antes de perfurar um poço", acrescentou.



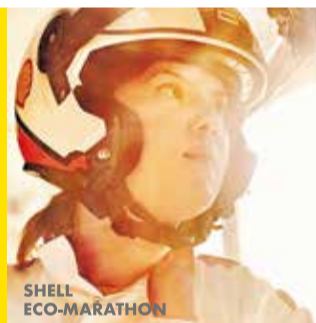
TURNING INITIATIVES INTO A BETTER FUTURE.

The energy in Rio de Janeiro is different. It can make everything seem possible.

That's what drives Shell's projects aiming at valuing the city and the state with initiatives focused on education, innovation, culture and sports.

That's the energy that makes the future look better.

Shell believes in Rio de Janeiro. Because Rio has that energy.



SHELL ECO-MARATHON



SHELL THEATRICAL AWARD
VILMA MELO, BEST ACTRESS IN 2017



SHELL LIVEWIRE
EMANUELA PINHEIRO, ENTREPRENEUR SUPPORTED IN 2017



MAINTAINER OF THE MUSEUM OF TOMORROW



SHELL SCIENTIFIC EDUCATION AWARD
ANDRÉ OLIVEIRA TEACHER, 2017 WINNER

#ORIOTEMESSAENERGIA

Learn more at: shell.com.br/rio





OTC BRASIL 2019

EVENTS PROGRAMME THURSDAY 31 OCTOBER

0730 – 0900	The New Paradigm of Innovation in Brazil	<i>Room B5</i>
0930 – 1200	Riser and Flowlines - Historical Review and Future Projections	<i>Room B4-1</i>
	Novel Technologies in Offshore Water Management	<i>Room B4-2</i>
	Deepwater Operation - Challenges and Opportunities	<i>Room 4</i>
	Enhanced Oil Recovery - WAG, CO ₂ Injection, Polymer Injection and Beyond	<i>Room 5</i>
	Solutions in Scale, Asphaltenes and H ₂ S	<i>Room 6</i>
	Reservoir Characterization - Innovations in Modeling and Algorithms II	<i>Room 8</i>
	Deepwater Safety – Improving Effectiveness and Reducing Failures	<i>Room B8</i>
	Offshore Brazilian Engineering Industry: Lessons Learnt and Challenges Ahead	<i>Room B2</i>
	Natural Gas - Worldwide Best Practices and their Application to the Brazilian Case	<i>Room B3</i>
1215 – 1345	Deepwater E&P and Breakeven Reduction: Challenges and opportunities	<i>Room B5</i>
1315 – 1620	Digital Transformation	<i>Offshore Arena</i>
1400 – 1630	Continued Use of Existing Deepwater and Subsea Facilities, Offshore Brazil	<i>Room B4-1</i>
	Improving Brazilian Offshore Regulatory Environment - What Can Be Done?	<i>Room B4-2</i>
	Innovations in E&P Geophysical Methods - Risk Reduction	<i>Room 4</i>
	Total Cost Reduction in Field Development II	<i>Room 5</i>
	Advanced Technologies for Production Engineering	<i>Room 6</i>
	Materials Technology	<i>Room 8</i>
	Decommissioning of Offshore Oil & Gas Assets - From Planning to Execution	<i>Room B8</i>
	How to Foster Productivity and Competitiveness of the Oil & Gas Brazilian Supply Chain	<i>Room B2</i>
	Digitalized Production Facilities in Deepwater South America- Challenges and Opportunities	<i>Room B3</i>
1630 – 1800	Digital Transformation Moderator: Jose Firmo, President - IBP Speakers: Joao Carlos Bolonha - Director, Google Cloud Arno Van Den Haak - Head Worldwide Business Development Oil & Gas, Amazon Ana Hofmann - Manufacturing Lead Brazil, Microsoft Ana Paula Assis - General Manager, IBM Latin America	<i>Room B8</i>

● PLENARY

● PANEL

● BREAKFAST/LUNCHEON

● TECHNICAL



An audience at an OTC Brasil 2019 event

Diversidade de gênero pode impulsionar setor

CONSEGUIR um bom equilíbrio de diversidade de gênero oferece às empresas mais do que um fator de sentir-se bem, mas também melhora a lucratividade e os resultados, segundo um painel na OTC Brasil 2019.

Tracy Francis, uma parceira sênior da McKinsey & Company, apresentou as conclusões da empresa de consultoria sobre inclusão, incluindo projeções mostrando que a mudança para uma paridade de renda neutra em termos de gênero em escala global até 2025 injetaria cerca de US\$ 12 trilhões na economia mundial.

“No Brasil, as suposições mais conservadoras sugerem que a paridade implicaria adicionar um nordeste inteiro à economia do país”, disse ela.

Francis apresentou dados mostrando a correlação entre diversidade de gênero equilibrada e retorno aos acionistas e desempenho corporativo.

No Brasil, o estudo sugeriu que alcançar uma diversidade equilibrada aumenta as chances de uma empresa superar em 50% a média da indústria nacional.

O estudo também abordou a correlação entre diversidade e retorno aos acionistas e desempenho, aproveitando um conjunto de talentos mais profundo e melhorando a qualidade da tomada de decisão, disse Francis.

A indústria do petróleo não é líder no campo da diversidade de gênero, com as mulheres representando 22% da força de trabalho, em comparação com 28% na administração pública e 33% na manufatura, mostrou o estudo da McKinsey.

As mulheres na indústria do petróleo também ficaram 15 pontos percentuais atrás das médias da indústria para ganhar uma primeira promoção e 10 pontos atrás da média para a primeira promoção sênior.

“O risco para a indústria do petróleo é maior devido às dificuldades em atrair jovens”, disse Francis. “Não existe uma bala de prata para alcançar uma força de trabalho diversificada, mas no centro de todos os incentivos e medidas está a noção de uma mentalidade inclusiva”.

Entre os participantes do painel, Kimberly McHugh, vice-presidente de perfuração da Chevron, lembrou-se de seu primeiro trabalho com uma empresa de perfuração quando era a única mulher em uma plataforma, com 55 colegas do sexo masculino.

“Naquela época, eu pensava que era sobre ser um dos caras, mas eu estava errado. Trata-se de criar um ambiente para que as pessoas sejam bem-sucedidas”, disse ela.

André Araujo, presidente da Shell no Brasil, disse que sua empresa é “muito ativa” em diversidade e inclusão há mais de 20 anos.

“Hoje, 40% de todas as novas contratações em áreas técnicas envolvendo ciência, tecnologia e matemática são mulheres, e a empresa está investindo muito tempo e esforço para entender por que o processo (de inclusão) é tão lento”, disse ele.

“Estamos muito abertos à ideia de que ouvir os outros traz melhores negócios... todos os indivíduos da organização merecem espaço para falar e dizer o que os está impedindo... Queremos tentar entender o desafio de inclusão e diversidade”.

A presidente da Equinor no Brasil, Margareth Ovrum, descreveu sua experiência como a gerente de plataforma feminina mais jovem da empresa no Mar do Norte, elogiando o gerente que a colocou lá, mas lembrando de alguma discriminação que enfrentou ao longo do caminho.

“Como a Shell, a Equinor trabalha com diversidade há muitos anos e acho que temos nos tornado mais sistemáticos sobre isso ultimamente. Hoje, 56% das pessoas da minha equipe de gerenciamento são mulheres e nossa política de recrutamento visa atrair uma mistura 50:50 de homens e mulheres”, disse ela.

OTC BRASIL



Centre stage: Speakers at the OTC Brasil 2019 gender diversity discussion

Photo: IBP

Gender diversity a boost for oil and gas companies

OTC Brasil hears how good balance helps improve **profitability and results**

Achieving a good balance of gender diversity offers companies more than a feel good factor but also improves profitability and results, an OTC Brasil was told on Tuesday.

Tracy Francis, a senior partner with McKinsey & Company, presented the consultancy firm's findings on inclusion, including projections showing that moving to gender-neutral income parity on a global scale by 2025 would inject about \$12 trillion into the world economy.

“In Brazil, the most conservative assumptions suggest that parity would imply adding an entire northeast to the country's economy,” she said.

Francis presented data showing the correlation between balanced gender diversity and shareholder returns and corporate performance.

In Brazil, the study suggested that achieving a balanced diver-

sity increases a company's chances of outperforming the national industry median by 50%.

The study also addressed the correlation between diversity and returns to shareholders and performance from tapping a deeper talent pool and improving the quality of decision making, Francis said.

The oil industry is not a leader in the field of gender diversity, with women representing 22% of the workforce, compared with 28% in public administration and 33% in manufacturing, the McKinsey study showed.

Women in the oil industry were also 15 percentage points behind industry averages for winning a first promotion and 10 points behind average for first senior promotion.

“The risk to the oil industry is greater due to difficulties in attracting young people,” Francis said. “There is no silver bullet for

achieving a diverse workforce, but at the centre of all incentives and measures is the notion of an inclusive mind set.”

Among the panel participants Kimberly McHugh vice president for drilling at Chevron, recalled her first job working with a drilling company when she was the only woman on a rig, with 55 male colleagues.

“Back then I thought it was about fitting in, being one of the guys, but I was wrong. It's all about creating environment for people to be successful,” she said.

Andre Araujo, president of Shell's Brazilian unit said his company has been “very active” on diversity and inclusion for more than 20 years ago.

“Today 40% of all new hires in technical fields involving science, technology and maths are women, and the company is putting a huge amount of time and effort into understanding why the pro-

cess (of inclusion) is so slow,” he said.

“We are very open to the idea that hearing others brings better business... every individual in the organisation deserves the space to speak up and say what is holding them back... We want to try to understand the heart of the challenge on inclusion and diversity.”

Equinor's Brazil president Margareth Ovrum described her experience as the company's youngest female platform manager in the North Sea, praising the the manager who put her there but recalling some discrimination she faced along the way.

“Like Shell, Equinor has been working on diversity for many years and I think we have been getting more systematic about it lately. Today, 56% of the people on my management team are women and our recruitment policy aims to attract a 50:50 mix of men and women,” she said.

Perenco avalia oportunidades para Pargo

A petrolífera Perenco deve aguardar um pouco antes de tentar adquirir novos campos maduros no mar no Brasil, uma vez que espera para ver o valor que pode criar através da recente compra do campo de Pargo.

O gerente geral da Perenco no Brasil, Reynal Timothee, disse durante a OTC Brazil 2019 que a empresa está atualmente focada no projeto de revitalização do campo, que inclui trabalho de intervenção em poços existentes e bombas submersíveis elétricas.

“Primeiro, começaremos com as operações mais baratas e seguras, de modo que o plano é reabrir os poços existentes fechados para substituir algum equipamento antigo devido a problemas de integridade”, disse Timothee.

“Quando tivermos tudo isso, olharemos para a superfície. Depois de uma operação sem problemas, olharemos para a perfuração.

“Já vimos algumas oportunidades de perfuração no ativo, mas o licenciamento não acontecerá até 2020.

“A perfuração é muito cara, por isso precisamos reduzir nosso risco aprendendo sobre o ativo que acabamos de adquirir.

“Quando estivermos mais confiantes, começaremos a colocar mais investimentos em capital”, afirmou.

A Perenco adquiriu os campos de águas rasas de Pargo, Vermelho e Carapeba da Petrobras no final de 2018 por US\$ 370 milhões.

A companhia espera aumentar a produção para cerca de 5.000 barris por dia dos atuais 2.000 bpd como resultado de obras de revitalização, informou a empresa anteriormente.

No entanto, a Perenco vai esperar um pouco antes de iniciar novas aquisições de campos maduros no Brasil.

“Estamos buscando potencialmente adquirir campos mais maduros no Brasil”, disse Timothee.

No entanto, ele alertou que, neste momento, a empresa não via muitos candidatos atraentes disponíveis no programa de desinvestimento da Petrobras.

“Há algumas coisas boas que estamos vendo, mas não muitas”, disse ele.

BRAZIL



Firing up: Perenco is raring to go at its recently acquired fields

Photo: PETROBRAS

CIMC SOE

Small to Medium Scale Offshore Gas Solution Provider



- Gas Carrier
- LNG Bunkering Ship
- Small to Medium Scale FSRU
- Oil & Gas Processing Module
- Type C Cargo Tank and LNG Fuel Tank



Nantong CIMC Sinopacific Offshore & Engineering Co., Ltd.
<http://www.cimcsoe.com>

Perenco weighs up options for Pargo push

French player looking to see value it can create from **new asset**

ANAMARIA DEDULEASA

Rio de Janeiro

FRENCH independent Perenco is likely to wait before jumping back into the mature field acquisition market in Brazil's offshore sector, as it waits to see the value it can create through its recently acquired Pargo field.

Perenco's Brazil general manager Reynal Timothee said during OTC Brazil 2019 that the company is currently focused on the field's revitalisation project, which includes intervention work on existing wells and electrical submersible pumps.

“First, we will start with the cheapest and safest operations, so the plan is to re-open existing wells that are shut in, to replace some old pipeline which has to be replaced due to integrity issues,” Timothee said on the sidelines of the conference.

“Once we have all this in, we will look at the surface. Once we have a smooth-running operation, we will look at drilling.

“We have already seen some drilling opportunities in the asset, but licensing will not happen until into 2020.

“Drilling is very expensive, so

we need to reduce our risk by learning about the asset we just acquired.

“Once we are more confident, we will start looking at putting more capital expenditure in it,” he said.

Perenco acquired the Pargo, Vermelho and Carapeba shallow-water fields from Petrobras in late 2018 for \$370 million.

It expects to boost production to around 5000 barrels per day from 2000 bpd now as a result of revitalisation works, the company has previously said.

However, Perenco is taking its time before embarking on further acquisitions of mature fields in Brazil.

“We are looking at potentially acquiring more mature fields in Brazil,” Timothee said.

However, he cautioned that at this point, the company did not see many attractive candidates being made available in the ongoing divestment programme by Petrobras.

“There a few good things that we are looking at, but not many of them,” he said.

FIELD DEVELOPMENT

Mature fields in the spotlight

OTC Brasil hears **country's older fields** need investment and technology to help **realise 'great potential'**

ANAMARIA DEDULEASA

Rio de Janeiro

BRAZIL'S mature fields have "great potential" but investments and technology are needed to make the most of the opportunities, according to a panel at OTC Brasil.

Brazil has 241 mature fields across seven basins, said Marcelo Castilho, development and production superintendent at regulator ANP, all of which have declining production and between them require billions of reals in investments.

However, if the required investments are made, he said, output from mature fields could rise around 46% by 2023.

Domestic independent PetroRio said it has already seen a 20% increase in production and reserves at its Polvo field after redevelopment efforts.

As it starts a new infill drilling campaign it expects a further boost, PetroRio operations director Francisco Francilmar said.

Francilmar said a focus on technology is required to make mature fields financially viable, signalling there should be plenty of opportunities available given Brazil has only a 21% recovery factor compared to 35% in the rest of the world.

In the Campos basin, recovery stands even lower, he said, at 14%.

"We have to find an efficient and profitable way to increase the recovery factor. Because we see the potential," Francilmar said.

Campos maduros tem potencial

OS campos maduros do Brasil têm "grande potencial", mas são necessários investimentos e tecnologia para aproveitar ao máximo as oportunidades, de acordo com um painel da OTC Brasil.

O Brasil possui 241 campos maduros em sete bacias, disse Marcelo Castilho, superintendente de desenvolvimento e produção da ANP, todos com produção em declínio que requerem bilhões de reais em investimentos.

No entanto, se os investimentos necessários forem feitos, ele disse, a produção dos campos maduros poderá aumentar em torno de 46% até 2023.

A PetroRio informou que já viu um aumento de 20% na produção e nas reservas em seu campo de Polvo após os esforços de redesevolvimento.

Ao iniciar uma nova campanha de perfuração, espera-se um novo impulso, disse o diretor de operações da PetroRio, Francisco Francilmar.

Francilmar disse que o foco na tecnologia é necessário para viabilizar financeiramente os campos maduros, sinalizando que deve haver muitas oportunidades disponíveis, já que o Brasil tem apenas um fator de recuperação de 21%.

Na bacia de Campos, o fator de recuperação é ainda menor, disse ele, com 14%.

"Temos que encontrar uma maneira eficiente e lucrativa de aumentar o fator de recuperação. Porque vemos o potencial", disse Francilmar.

HAVE A UNIQUE SERVICE JOB, but DON'T KNOW WHO TO GO TO?

Oil States do Brasil provides a full range of local inspection, repair & manufacturing services.



Inspection, Repair & Maintenance of:

- Capital Drilling Equipment
- Subsea & Production Valves
- Production Platform HIPPS
- Offshore Cranes & Winches
- XT's & Tooling
- Risers including Repair, Preservation & Offshore Operation
- Specialized offshore labor for general maintenance

Custom Engineering & Manufacturing:

- Components Made-to-Spec
- Manifolds & Skid Packages
- Crossovers
- Funnel-down Connectors
- Welding of Casing Connectors
- Tubing Orbital Welding for Instrumentation
- Concrete Mattresses

Bring us your biggest challenge. We are ready to support you.

Sales, Service, Engineering & Manufacturing
Macaé, RJ Brazil | Tel +55 22 2763 4300



VISIT US
BOOTH B04



LICENSING

Petrobras ready to face competition

State-controlled company intends to win assets on offer under **Transfer of Rights auction**

FABIO PALMIGIANI

Rio de Janeiro

BRAZIL'S Petrobras does not intend to shy away from investments in the mega auction featuring surplus volumes in the Transfer of Rights (ToR) area that is due to take place next week.

Petrobras chief executive Roberto Castello Branco welcomed changes proposed by the federal government in recent years to make the oil and gas sector more attractive to foreign capital, but said the state-controlled company is ready to face competition.

"We will participate in the ToR round and we will win," he said during an awards ceremony luncheon at the OTC Brasil 2019 conference.

The ToR round, scheduled for 6 November, will offer billions of barrels of oil equivalent in four pre-salt fields — Buzios, Atapu, Sepia and Itapu — in the Santos basin that are operated by Petrobras.

The oil giant has already exercised preferential bidding rights for Buzios and Itapu, meaning it will be entitled to minimum 30% operating stakes in these two areas.

However, if a rival consortium outbids Petrobras' offers for either Buzios or Itapu, the company will have a short period of time during the round in which to decide whether to take on the operated interest in that consortium.

The comments by Castello Branco suggest that Petrobras may well do whatever it takes to remain operator of both fields.

"We are now building a real oil and gas industry in Brazil with the new rounds. Competition is increasing and this is good for everybody, including Petrobras," he said.

Over the past couple of years, international oil companies were responsible for the bulk of signature bonuses paid in bid rounds in Brazil.

In 2017, Petrobras' share of signature bonuses raised in bid rounds in Brazil represented 34% of the total. The number dropped to 24% last year.

This year so far, the company has only acquired a single block in an auction, C-M-477 in the Campos basin in the 16th licensing round in partnership with UK supermajor BP, and Petrobras' share of the paid signature bonus was 1.4 billion reais (\$350 million), compared to 8.9 billion reais raised in the competition as a whole.

While Castello Branco did not specifically mention the sixth pre-salt round due to take place a day after the ToR auction, Petrobras is expected to invest big in



Changes: Petrobras chief executive Roberto Castello Branco at OTC Brasil 2019

that process, as the company has also exercised preferential bidding rights for three of the five areas on offer.

These include the Aram, North of Brava and Southwest of Sagitário areas — the last two unitisable with their respective finds.

Castello Branco also said Brazil's energy consumption will grow by a third in the next two decades, and even though solar and wind power are expected to gain market share, oil and gas are set to continue contributing significantly to energy supply, meeting about half of the projected demand.

He added that Petrobras has no plans to invest in renewables in the short-term.

"We have no skills for that. We are a very good company when it

comes to oil and gas exploration and production, but we do not know how to make money on renewables," Castello Branco said.

"That does not mean we will not pay attention to the environment. While some companies have increased carbon dioxide emissions per barrel of oil equivalent, Petrobras is actually in a downward trend."

"We are now second only to Equinor in terms of CO₂ emissions and way ahead of the global industry average."

He also highlighted that Petrobras production increased 9.3% in the third quarter to 2.878 million barrels of oil equivalent per day versus the second quarter, with pre-salt output reaching a record high and representing more than 60% of the company's total.

Petrobras pronta para competição

A Petrobras não pretende economizar no mega leilão com volumes excedentes da cessão onerosa que ocorrerá na próxima semana.

O presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco, elogiou as mudanças implementadas pelo governo federal nos últimos anos para tornar o setor de petróleo e gás mais atraente para o capital estrangeiro, mas disse que a empresa está pronta para enfrentar a concorrência.

"Vamos participar do leilão da cessão onerosa e vamos vencer", disse ele durante um almoço de cerimônia de premiação na conferência OTC Brasil 2019.

O leilão, previsto para 6 de novembro, oferecerá bilhões de barris de óleo equivalente em quatro campos do pré-sal - Búzios, Atapu, Sépia e Itapu - na bacia de Santos que são operados pela Petrobras.

A empresa exerceu direitos de preferência para Búzios e Itapu, o que significa que terá direito a participações operacionais mínimas de 30% nessas duas áreas.

No entanto, se um consórcio rival superar as ofertas da Petrobras para Búzios ou Itapu, a empresa terá um curto período de tempo durante a rodada para decidir se deve assumir o interesse operado nesse consórcio.

Os comentários de Castello Branco sugerem que a Petrobras fará o que for preciso para permanecer como operadora dos dois campos.

"Agora estamos construindo uma verdadeira indústria de petróleo e gás no Brasil com as novas rodadas. A concorrência está aumentando e isso é bom para todos, inclusive para a Petrobras", afirmou.

Nos últimos dois anos, as empresas

tion for ToR acreage



Photo: IBP

ção em leilão

internacionais de petróleo foram responsáveis pela maior parte dos bônus de assinatura pagos em rodadas de licitações no Brasil.

Em 2017, a parcela de bônus de assinatura da Petrobras gerada em rodadas de licitações no Brasil representou 34% do total. O número caiu para 24% no ano passado.

Este ano, até agora, a empresa adquiriu apenas um único bloco em um leilão, o C-M-477 na bacia de Campos na 16ª rodada de licenciamento em parceria com a BP, e a participação da Petrobras no bônus de assinatura pago foi de 1,4 bilhão de reais (US\$ 350 milhões), comparado a 8,9 bilhões de reais arrecadados na competição.

Embora Castello Branco não tenha mencionado especificamente a sexta rodada do pré-sal, que ocorrerá um dia após o leilão da cessão onerosa, a Petrobras deverá

investir, uma vez que a empresa também exerceu direitos de preferência para três das cinco áreas em oferta.

Isso inclui as áreas de Aram, Norte de Brava e Sudoeste de Sagitário.

Castello Branco também disse que o consumo de energia do Brasil crescerá um terço nas próximas duas décadas e, embora se espere que a energia solar e eólica ganhe participação de mercado, o petróleo e o gás devem continuar contribuindo significativamente para o suprimento de energia, atendendo a metade da demanda projetada.

Ele acrescentou que a Petrobras não tem planos de investir em energias renováveis no curto prazo.

“Não temos habilidade para isso. Somos uma empresa muito boa no que diz respeito

à exploração e produção de petróleo e gás, mas não sabemos como ganhar dinheiro com energias renováveis”, afirmou Castello Branco.

“Isso não significa que não prestaremos atenção ao meio ambiente. Enquanto algumas empresas aumentaram as emissões de CO₂ por barril de óleo equivalente, a Petrobras está realmente em uma tendência de queda”.

“Agora estamos perdendo apenas para a Equinor em termos de emissões de CO₂, mas estamos muito à frente da média mundial da indústria”.

Ele também destacou que a produção da Petrobras aumentou 9,3% no terceiro trimestre, para 2,878 milhões de barris de óleo equivalente por dia em relação ao segundo trimestre, com a produção do pré-sal atingindo um recorde e representando mais de 60% do total da empresa.



Prize: the OTC Brasil 2019 award winner, Carlos Tadeu da Costa Fraga (centre) Photo: IBP

Prumo's Tadeu Fraga is honoured at OTC Brasil

CARLOS Tadeu da Costa Fraga, the chief executive of Brazilian logistics group Prumo, was honoured on Tuesday with the Distinguished Achievement Award during a luncheon at the OTC Brasil 2019 conference.

In an emotional speech, Fraga thanked his family and peers who packed a room to celebrate his 38 years in the oil and gas industry.

Having worked for nearly his entire career at state-controlled oil company Petrobras, Fraga recently shifted to Prumo to take on a new challenge.

“I was lucky enough to enter a fantastic industry that provides most of the energy the world consumes,” he said.

“I was lucky to be part of a generation that has travelled unique paths in the Brazilian offshore industry, having experienced so many interesting projects and innovations that have trans-

formed the industry. I was lucky to have lived so much and now to be able to participate and contribute to the Port of Acu for another phase of the development of this industry, because the best is yet to come.”

Fraga was recognised through the award for his leadership and contribution to advancing deep-water oil and gas projects involving well, subsea and topsides construction.

He was also part of the team involved in the development of various technologies applied in Brazil's prolific pre-salt fields.

Fraga added: “I have learned to do what I like and to like what I do. I was in the right place at the right time and surrounded by the right people.”

At the same luncheon, Petrobras itself received an award for its technological achievements in the Mero extended well test.

Fraga é premiado na OTC Brasil 2019

CARLOS Tadeu da Costa Fraga, presidente da Prumo Logística, foi homenageado na terça-feira com o Distinguished Achievement Award durante um almoço na conferência OTC Brasil 2019.

Em um discurso emocionado, Fraga agradeceu a sua família e colegas que lotaram uma sala para comemorar seus 38 anos na indústria de petróleo e gás.

Tendo trabalhado quase toda a sua carreira na Petrobras, Fraga recentemente mudou-se para a Prumo para assumir um novo desafio.

“Tive a sorte de entrar em uma indústria fantástica que fornece a maior parte da energia que o mundo consome. Tive a sorte de fazer parte de uma geração que percorreu caminhos únicos no setor offshore brasileiro, tendo experimentado tantos projetos e inovações interessantes que transformaram o setor”, afirmou.

“Tive a sorte de ter vivido tanto e agora poder participar e contribuir com o Porto do Acu para outra fase do desenvolvimento desse setor, porque o melhor ainda está por vir.”

Fraga foi reconhecido por sua liderança e contribuição no avanço de projetos de petróleo e gás em águas profundas, envolvendo a construção de poços, submarinos e topsides.

Ele também fez parte da equipe envolvida no desenvolvimento de várias tecnologias aplicadas nos prolíficos campos do pré-sal do Brasil.

Fraga acrescentou: “Aprendi a fazer o que gosto e a gostar do que faço. Eu estava no lugar certo na hora certa e cercado pelas pessoas certas.”

No mesmo almoço, a própria Petrobras recebeu um prêmio por suas conquistas tecnológicas no teste de longa duração de Mero.

BP prepara campanha exploratória no pré-sal

A petrolífera britânica BP participará no Brasil primeiro da perfuração nas áreas de Dois Irmãos e Alto de Cabo Frio, operados pela Petrobras, antes de voltar sua atenção para atividades de exploração em sua área de Pau Brasil no pré-sal.

A BP e os parceiros do projeto China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) e Ecopetrol apresentaram planos em janeiro para a perfuração de até três poços em Pau Brasil.

De acordo com o programa submetido ao Ibama, um poço poderia ser perfurado a partir de agosto de 2020, potencialmente seguido por mais dois prospectos, informou o Upstream anteriormente.

No entanto, o presidente da BP na América Latina, Felipe Arbelaez, disse que a campanha de Pau Brasil está um pouco mais longe nos planos da empresa.

"Ainda não temos planos para afretar uma sonda para Pau Brasil", disse Arbelaez.

Ele explicou que, em vez disso, a BP participará no início do próximo ano na perfuração de um poço na área de Dois Irmãos, na bacia de Campos.

A Petrobras opera Dois Irmãos com uma participação de 45%, juntamente com a BP com 30% e a norueguesa Equinor com 25%.

Depois de Dois Irmãos, a agenda da BP terá a perfuração de um poço em Alto de Cabo Frio Central, na qual detém 50% de participação ao lado da operadora Petrobras, que também possui 50%.

A Petrobras planeja perfurar até seis poços na área de Alto de Cabo Frio, de acordo com planos apresentados ao Ibama em janeiro.

"Depois disso, provavelmente olharemos para Pau Brasil", disse Arbelaez.

Estima-se que Pau Brasil, localizado a sudeste da descoberta do pré-sal de Júpiter no bloco BM-S-24, tenha volumes não-riscados de 3,9 bilhões de barris de petróleo.

A BP opera Pau Brasil com 50% de participação, enquanto a CNOOC e a Ecopetrol detém 30% e 20% de participação, respectivamente.

EXPLORATION



Plans: BP Latin America regional president Felipe Arbelaez

Photo: OTC

COSL Your Reliable Partner








Delivering high-quality and cost-effective oilfield services

COSL is a leading integrated oilfield services provider in the international offshore and onshore market with over 50 years experience. COSL provides comprehensive services for the exploration, development and production of oil and natural gas through its four business segments, including drilling services, well services, marine support services and geophysical and surveying services.





www.cosl.com.cn
coslmarketing@cosl.com.cn

BP gets set for Brazil exploration drill spree

UK supermajor to participate in Petrobras duo before focusing on **own operated acreage**

ANAMARIA DEDULEASA
Rio de Janeiro

UK supermajor BP will first participate in drilling at the Petrobras-operated Dois Irmaos and Alto de Cabo Frio Central areas before turning its attention to exploration drilling on its own operated acreage at the Pau Brasil pre-salt asset.

BP and project partners China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) and Ecopetrol submitted plans in January for the drilling of as many as three wells at Pau Brasil.

Under the programme, filled with federal environmental regulator Ibama, one well could have been spudded as soon as August 2020, to potentially be followed by two more probes, Upstream previously reported.

However, BP's Latin America president Felipe Arbelaez said that the Pau Brasil campaign is a little further away in the company exploration plans.

"We have no plans to go to market for a rig for Pau Brasil yet," Arbelaez said.

He explained that BP will

instead participate early next year in drilling will instead begin next year in the Dois Irmaos area in the Campos basin.

Petrobras operates Dois Irmaos with a 45% stake, together with BP on 30% and Norway's Equinor on 25%.

After Dois Irmaos, next up on the BP agenda will be drilling of an exploration on the Alto de Cabo Frio Central area in which it holds a 50% stake alongside operator Petrobras, which also has 50%.

Petrobras has plans to spud up to six wells in the large Alto de Cabo Frio Central area, according to plans filed with Ibama in January.

"After that, we will probably look at Pau Brasil," Arbelaez said.

Pau Brasil, located to the south-east of the Jupiter pre-salt discovery in Block BM-S-24, is estimated to hold unrisks volumes of 3.9 billion barrels of oil in place.

BP operates Pau Brasil with a 50% stake, while CNOOC and Ecopetrol hold 30% and 20% interests, respectively.

THIRD-QUARTER RESULTS

Total profits dip but output high

French giant sees **record production for quarter** but **lower oil and gas prices** hit bottom line

ROB WATTS

London

FRENCH supermajor Total saw its profits dip on lower oil and gas prices in the third quarter but record production of more than 3 million barrels of oil equivalent per day helped keep cash flows stable during the period.

Net profit in the three months to the end of September fell 24% to \$3.02 billion versus the same period last year.

Cash flow adjusted for debt, meantime, was down a modest 2% to \$7.4 billion.

Production was up by 8.4% year-on-year to a quarterly record of 3.04 million boepd.

The higher production was due to the ramp up of output from the Ichthys project off Western Australia, the Yamal LNG project in Russia and the Culzean gas development in the UK North Sea.

The start-up of the Johan Sverdrup field in Norway was also highlighted alongside the two recent Tullow Oil-operated oil discoveries in which it took part in Guyana and the award of high-profile Block C-M-541 in Brazil's 16th round.

Total chief executive Patrick Pouyanne commented that the company "continues to achieve solid results despite a third-quarter environment compared to a year ago that was marked by an 18% decrease in the Brent price to \$62 per barrel and gas prices that fell by about 55% in Europe and Asia".

Lucro da Total cai mas produção sobe

A petrolífera francesa Total viu seus lucros caírem no terceiro trimestre por conta dos preços mais baixos de petróleo e gás, mas a produção recorde de mais de 3 milhões de barris de óleo equivalente por dia ajudou a manter o fluxo de caixa estável durante o período.

O lucro líquido nos três meses até o fim de setembro caiu 24%, para US\$ 3,02 bilhões, em comparação com o mesmo período do ano passado.

Enquanto isso, o fluxo de caixa ajustado pela dívida caiu 2% para US\$ 7,4 bilhões.

A produção aumentou 8,4% na comparação anual, para um recorde trimestral de 3,04 milhões de boepd.

O crescimento ocorreu devido ao aumento da produção do projeto Ichthys, na Austrália Ocidental, do projeto Yamal LNG, na Rússia, e do desenvolvimento de gás Culzean, no Mar do Norte do Reino Unido.

O recente início da produção do campo de Johan Sverdrup, na Noruega, também foi destacado, juntamente com as duas recentes descobertas de óleo na Guiana, operadas pela Tullow Oil, e a aquisição do Bloco C-M-541 na 16ª rodada do Brasil.

O presidente da empresa, Patrick Pouyanne, comentou que a empresa "continua alcançando resultados sólidos, apesar da queda de 18% no preço do Brent, para US\$ 62 por barril, e dos preços do gás, que caíram cerca de 55% na Europa e Ásia".

CSGC | SWS 上海外高桥造船有限公司
SHANGHAI WAIGAOQIAO SHIPBUILDING CO., LTD.

SAILING WITH SUCCESS

Our Offshore Product

FPSO **Drillship** **Jack-up** **PSV**

Semi-submersible Drilling Rig

SHANGHAI WAIGAOQIAO SHIPBUILDING CO., LTD. (SWS)

Add: No.3001, Zhouhai Rd, Pudong District, Shanghai, P.R. China

Tel: 86-21-38864500 E-mail: office@chinasws.com

www.chinasws.com



SWS official website and wechat

Petrobras promove transição no gás

A Petrobras vai liberar cerca da metade da capacidade do sistema de dutos terrestres do Brasil para gás natural, a fim de reduzir seus próprios custos de transporte e cumprir a promessa de promover a transição do Brasil para um setor competitivo de gás, de acordo com Anelise Lara, diretora de refino e gás natural da Petrobras.

A decisão de reduzir a capacidade de gasodutos seguiu como consequência da recente venda das participações nas subsidiárias NTS e TAG a dois consórcios liderados pela canadense Brookfield Asset Management e a francesa Engie, respectivamente.

“Agora é do nosso interesse comercializar apenas o gás que está em nosso próprio portfólio, sem ter que comprar a produção de nossos parceiros para dar a eles uma maneira de colocar seu gás no mercado”, disse Lara a repórteres após um painel na OTC Brasil 2019.

Com o espaço adicional no gasoduto Bolívia-Brasil também se tornando disponível para fornecedores, o principal sistema de gasodutos do país terá cerca de 60 milhões de metros cúbicos por dia de capacidade livre para empresas além da Petrobras, disse Lara.

“Queremos (outros fornecedores de gás) para comercializar seu gás e assumir seus próprios riscos com o mercado. Ao envolver mais fornecedores, podemos compartilhar as tarifas de transporte”, afirmou Lara.

A Petrobras viu seus próprios custos de transporte de gás aumentarem após as vendas da NTS e da TAG, reconheceu Lara.

Na Bolívia, os contratos de fornecimento existentes - incluindo compromissos take-or-pay com capacidade de 30 MMcmd - estão chegando ao fim.

Segundo Lara, a Petrobras pretende continuar enviando gás a uma taxa de 20 MMcmd por um período entre três e quatro anos, a fim de receber a entrega de gás natural pago pela empresa mas que nunca foi expedido na época devido à falta de demanda.

Em conformidade com os compromissos com o Cade, a Petrobras também está se preparando para abandonar sua fatia na infraestrutura de dutos offshore para o transporte de gás associado dos campos do pré-sal.

Lara disse que a empresa manterá uma participação minoritária em uma holding para o sistema de gasodutos offshore e provavelmente colocará o resto em bolsa através de uma oferta pública inicial (IPO).

A Petrobras detém 80% do controle no sistema de dutos em parceria com empresas como Shell, Repsol Sinopec e Petrogal Brasil.

A Petrobras também delineou planos para incorporar e lançar em bolsa uma nova holding para seus ativos no setor de energia termoeletrônica.

BRAZIL



Outlook: Petrobras refining and natural gas director Anelise Lara

Photo: OTC

Petrobras to free up onshore pipe capacity

Brazilian giant to relinquish volumes as part of promise to foster Brazil's **transition to a competitive gas sector**

GARETH CHETWYND

Rio de Janeiro

PETROBRAS will free up about half of the capacity of Brazil's onshore pipeline system for natural gas in order to reduce its own transport costs and stick to a promise to foster Brazil's transition to a competitive gas sector, according to Anelise Lara, the company's director of refining and natural gas.

The decision to relinquish pipeline capacity followed as a consequence of the state-controlled company's recent sale of the NTS and TAG trunkline systems to two consortia led by Canada's Brookfield Asset Management and France's Engie, respectively.

"It is in our interest now to market only the gas that is in our own

portfolio, without having to buy our partners' production to give them a way of getting their gas to market," Lara told reporters after a conference session at OTC Brasil 2019 covering the topic of offshore natural gas.

With additional space in the Bolívia-Brasil pipeline also becoming available to third party suppliers, Brazil's main trunk pipeline system will have about 60 million cubic metres per day of capacity free for companies other than Petrobras, Lara said.

"We want (other gas suppliers) to market their gas and take their own risks with the market. By involving more suppliers, we can share the transport tariffs," Lara

said. Petrobras has seen its own gas transport costs increase following the sale of NTS and TAG, explaining the move to share these costs, Lara acknowledged.

In Bolívia, the existing supply contracts — including take-or-pay commitments underpinning capacity of 30 MMcmd — are nearing their end.

According to Lara, Petrobras intends to continue shipping gas at a rate of 20 MMcmd for between three and four years in order to take delivery of natural gas that was paid for by the Brazilian company but never shipped at the time, due to lack of demand.

In line with commitments to Brazil's federal anti-trust author-

ity (Cade), Petrobras is also preparing to relinquish its stranglehold on offshore pipeline infrastructure for transporting associated gas from the pre-salt fields.

Lara said Petrobras will retain a minority stake in a holding company for the offshore pipeline system, and will probably float the remainder in an initial public offering.

Petrobras has an 80% controlling stake in the pipeline system, with partners such as Shell, Repsol Sinopec and Petrogal Brasil. Petrobras has also outlined plans to incorporate and float a new holding company for its assets in the thermoelectric power sector.

70

1949 // 2019
70 YEARS OF EXCELLENCE

WE DELIVER THE PERFORMANCE YOU NEED.

// FROM STOCK // FROM PRODUCTION // FOR PROJECTS WORLDWIDE

raccortubi
do brasil

Pipes / Fittings / Flanges
Austenitic Stainless Steel / Duplex / Super Duplex / Superaustenitics / Nickel alloys / Titanium
Italy_Brazil_Dubai_Singapore_UK

raccortubi group raccortubigroup.com

brasil@raccortubi.com
+55 12 3878 4544
raccortubidobrasil.com

THIRD-QUARTER RESULTS

Profits cheer for Baker Hughes

Company reports **increase in net profit and revenues** for third quarter

EOIN O'CONNOR
London

BAKER Hughes posted an increase in net profit in the third quarter as its revenues grew, while orders in the period were well ahead of a year earlier.

Net profit for the three months to the end of September was \$57 million, up from \$13 million a year ago and from the loss of \$9 million in this year's second quarter.

Revenues in the most recent period were \$5.88 billion, up year-on-year from \$5.67 billion but down on the \$5.99 billion in the second quarter of 2019.

Orders in the third quarter totalled \$7.78 billion, well ahead of the \$5.75 billion booked a year earlier and also on the \$6.55 billion in this year's second quarter.

"We delivered a solid third quarter with strong growth in turbomachinery and oilfield equipment orders, and continued margin improvement in our oilfield services business," chief executive Lorenzo Simonelli said.

"In oilfield services (OFS), we continue to execute as the team drives operational improvements and wins commercially. Moving forward, we are increasingly focused on driving the next stage of margin improvement.

"In oilfield equipment (OFE), we are leveraging our subsea connect approach to secure important wins in the North Sea and Australia. Overall, we remain constructive on the opportunity for order growth in the OFE segment in 2019," he added.

Lucro da Baker Hughes cresce

A Baker Hughes registrou um crescimento no lucro líquido no terceiro trimestre, graças ao aumento de suas receitas, enquanto os pedidos no período estavam bem à frente do ano anterior.

O lucro líquido dos três meses até o final de setembro foi de US\$ 57 milhões, acima dos US\$ 13 milhões do ano anterior e do prejuízo de US\$ 9 milhões no segundo trimestre deste ano.

As receitas no período foram de US\$ 5,88 bilhões, um aumento frente os US\$ 5,67 bilhões do ano anterior, mas abaixo dos US\$ 5,99 bilhões no segundo trimestre de 2019.

Os pedidos no terceiro trimestre totalizaram US\$ 7,78 bilhões, bem acima dos US\$ 5,75 bilhões registrados no ano anterior e também dos US\$ 6,55 bilhões no segundo trimestre deste ano.

"Entregamos um sólido terceiro trimestre, com forte crescimento em pedidos de turbomáquinas e equipamentos para campos petrolíferos, e melhoria contínua da margem em nossos negócios de serviços para campos petrolíferos", disse o presidente da Baker Hughes, Lorenzo Simonelli.

"Nos serviços de campo petrolífero (OFS), continuamos a ter bom desempenho à medida que a equipe promove melhorias operacionais e vence comercialmente. No futuro, estaremos cada vez mais focados em impulsionar o próximo estágio de melhoria de margem.

"Em equipamentos para campos de petróleo (OFE), estamos aproveitando nossa abordagem de conexão submarina para garantir importantes vitórias no Mar do Norte e na Austrália. No geral, continuamos construindo oportunidades de crescimento no segmento OFE em 2019."



Report: Baker Hughes chief executive Lorenzo Simonelli

Photo: BAKER HUGHES



An International Energy Service Contractor

Providing **Innovative and Integrated EPCI Solution**

Production

YAMAL PROJECT





Fabrication

QINGDAO YARD

Annual Fabrication Capacity: 270,000t
 Total Area: 1,200,000m²
 Quay Water Depth: 10-12.4m
 Quay Line: 1,645m



WEB: www.cnoocengineering.com
 E-mail: international@mail.cooec.com.cn

Integração é chave para sucesso do pré-sal

A integração de práticas de trabalho entre operadoras e prestadores de serviços está desempenhando um papel fundamental para ajudar o desenvolvimento do pré-sal, de acordo com Adam Champagne, gerente nacional da unidade brasileira da divisão de consultoria e gerenciamento de projetos da Halliburton.

O modelo integrado pode ajudar a controlar as principais variáveis de previsibilidade de custos e mitigação de riscos, disse Champagne em café da manhã na OTC Brasil 2019.

Champagne discutiu como o modelo de gestão integrado tem sido utilizado no desenvolvimento de Libra-Mero, observando que o pré-sal - com suas distintas zonas de perfuração, reservatórios heterogêneos de carbonato e presença de dióxido de carbono e sulfeto de hidrogênio - apresenta "um dos ambientes mais interessantes" em toda a indústria global de petróleo.

Listando pontos cruciais como colaboração, comunicação e engajamento de projeto como pontos de partida, Champagne disse que o sucesso ou fracasso do modelo integrado depende muito rapidamente do grau em que um alinhamento pode ser combinado com soluções personalizadas que envolvem ajuste para fins específicos para obter ganhos como perfuração e desempenho otimizados.

"Um aspecto fundamental disso é a abordagem 'One Team', em que um grupo dedicado obtém uma sensação de propriedade no projeto, compartilhando o sucesso e se sentindo fortalecido, o que ajuda a evitar conflitos de interesses nas interfaces", disse ele.

Champagne disse que essa abordagem facilita a mudança para operações em tempo real com menos níveis de aprovação, fluxos de comunicação otimizados - e tomadas de decisão mais rápidas.

Isso tem sido muito evidente em Libra, onde decisões em tempo real, sem atrasos, ajudam a se proteger contra riscos. Também há um escopo crescente para soluções digitais e projetos integrados que costumam ser o melhor lugar para descobrir o que pode ser feito com isso", afirmou Champagne.

A mesma abordagem pode ser estendida a áreas como perfuração gerenciada e cimentação, disse Champagne. "A integração com empresas de perfuração pode ser crítica", acrescentou.

O trabalho integrado da Halliburton com o consórcio de Libra contribuiu para uma redução no tempo de construção de poços e uma redução de 60% no tempo de perfuração na seção de sal, que antes era assustadora, ele argumentou.

"As lições aprendidas podem ser traduzidas de um projeto para outro sem reiniciar a curva de aprendizado, e os projetos podem ser replicados mesmo que os parceiros mudem ... o pré-sal recebeu um grande impulso em termos de competitividade global", disse Champagne.

"Cinco anos atrás, eles disseram que o ponto de breakeven para Libra era de US\$ 50, mas a meta para o próximo ano é menos de US\$ 40. Nosso modelo afeta isso diretamente", acrescentou.

Questionado sobre possíveis riscos, Champagne enfatizou que a qualidade da integração também é importante para evitar problemas nas áreas mais críticas, como controle de poço e aplicação downhole.

"O modelo, se não for feito corretamente, significa que você pode perder sua capacidade de controlar seu próprio destino em um cenário de risco. Os maiores riscos podem ser técnicos, mas do ponto de vista do projeto, o modelo de comunicação também é crítico", afirmou.

INDUSTRY OUTLOOK



New approach: Adam Champagne, country manager for the Brazilian unit of Halliburton's consulting and project management division at OTC Brasil 2019

Photo: IBP

Integration is key for Brazil's pre-salt success

OTC Brasil told model can help control the variables of **cost predictability and risk mitigation**

GARETH CHETWYND

Rio de Janeiro

INTEGRATION of working practices between operators and service providers is paying a key role in helping to make pre-salt developments successful off Brazil, according to Adam Champagne, country manager for the Brazilian unit of Halliburton's consulting and project management division.

The integrated model can help control the key variables of cost predictability and risk mitigation, Champagne told an OTC Brasil 2019 topical breakfast.

Champagne discussed how the integrated management model has been used on the Libra-Mero development, noting that the Brazilian pre-salt environment — with its distinctive drilling zones, heterogenous carbonate reservoirs and presence of carbon dioxide and hydrogen sulphide — presents "one of the most interesting environments" in the entire

global oil industry. Listing pivotal points such as collaboration, communication and project engagement as starting points, Champagne said the success or failure of the integrated model comes to depend, very quickly, on the degree to which a high degree of alignment can be combined with customised solutions involving fit-for-purpose technologies, to achieve gains such as optimised drilling and performance.

"A fundamental aspect of this is the 'One Team' approach, where a dedicated group get a sense of ownership in the project, sharing in the success and feeling empowered, which helps to avoid conflict of interests at interfaces," he said.

Champagne said such an approach facilitates the shift toward real time operations with fewer levels of approval, streamlined communication flows — and

faster decision-making. "This has been very evident on Libra, where real time decisions without delays help guard against risks. There is also growing scope for digital solutions and integrated projects are often the best place to discover what can be done with this," Champagne said.

The same approach can be extended to areas such as managed pressure drilling and cementing, Champagne said. "Integrating with drilling contractors can be critical," he added.

Halliburton's integrated work with the Libra consortium contributed to a reduction in well construction time and a 60% reduction in drilling time in the once-daunting one-kilometre salt section, he argued.

"Lessons learned can be translated from one project to another without restarting the learning

curve, and projects can be replicated even if the partners change... the pre-salt has been given a real boost in terms of global competitiveness," said Champagne.

"Five years ago they said the break-even for Libra was \$50 but the target for next year is under \$40. Our model directly affects this," he added.

Questioned about possible risks, Champagne stressed that the quality of integration is also important to avoid issues in the most critical of areas such as well control and down hole application.

"The model, if not done right, means you can lose your ability to control your own destiny in a risk scenario. The biggest risks may be technical, but from a project standpoint, the model of communication is also critical," he said.

SEISMIC

TGS wins new Argentine shoot

Multi-client 3D survey to cover around 7300 square kilometres in offshore **Malvinas basin**

STEVE MARSHALL

Oslo

TGS has secured a new multi-client 3D survey off Argentina as the Oslo-listed seismic contractor saw profits quadruple in the third quarter on a market rebound that is fuelling revenue.

The contractor aims to deploy a vessel from Shearwater GeoServices for the so-called Malvinas 3D survey, which will cover around 7300 square kilometres in the prospective Malvinas basin off the South American country.

The project, backed by industry funding, follows strong interest from explorers in acreage offered under Argentina's first offshore licensing round earlier this year.

The survey is set to start in the fourth quarter and has an estimated duration to the second quarter of next year, with initial data products to be made available in early 2021.

The award is the latest in a steady stream of seismic work for TGS that lifted its order backlog to \$117 million at the end of the last quarter from \$103 million a year earlier.

Its quarterly revenue increased 62% year on year to \$277 million, also including income for peer player Spectrum that has recently been acquired, resulting in net profits surging 317% to \$72.8 million. TGS chief executive Kristian



Priorities: TGS chief executive Kristian Johansen

Photo: TGS

Johansen said the contractor "delivered solid sales" during a quarter that saw "falling oil prices and high oil price volatility".

He added that TGS has seen strong performance in Latin America as the acquisition of Spectrum has strengthened its position in the region after an earlier 2D seismic campaign carried out in the South Atlantic by the latter player to open up the frontier play.

"We will continue to prioritise this high-potential region and look forward to playing a dynamic role in future developments," he said.

TGS said "the market continues to improve but volatility is still

high", with the company targeting 40% growth in multi-client investments this year in revised financial guidance following the recent completion of the Spec-

trum acquisition. Meanwhile, rival Polarcus has been awarded 4D seismic work by an unnamed player off West Africa due to start in the fourth quarter, with an

estimated duration of two months. Polarcus has also picked up a further one-month XArray marine seismic project off Australia starting early next year.

TGS prepara nova sísmica na Argentina

A TGS fará uma nova pesquisa sísmica 3D multi-cliente na Argentina, com a empresa vendo seus lucros quadruplicarem no terceiro trimestre, diante de uma recuperação do mercado que está alimentando receitas.

A companhia pretende colocar uma embarcação da Shearwater GeoServices para a pesquisa sísmica 3D Malvinas, que cobrirá cerca de 7.300 quilômetros quadrados na bacia das Malvinas.

O projeto, apoiado por financiamento do setor, segue forte interesse dos exploradores em áreas ofertadas na primeira rodada de licenciamento offshore da Argentina no início deste ano.

A campanha sísmica está prevista para começar no quarto trimestre e deve ser concluída no segundo trimestre do próximo ano, com os dados iniciais sendo disponibilizados no início de 2021.

O trabalho é o mais recente de um fluxo constante de sísmicas para a TGS, que elevou a carteira de pedidos para US\$ 117 milhões no final do último trimestre, ante US\$ 103 milhões no ano anterior.

A receita trimestral aumentou 62% ano a ano, para US\$ 277 milhões, incluindo também a receita para a recém-adquirida Spectrum, resultando em um lucro líquido 317% maior para US\$ 72,8 milhões.

O presidente da TGS, Kristian Johansen, disse que a empresa "entregou receitas sólidas" durante um trimestre que viu "queda nos preços do petróleo e alta volatilidade nos preços".

Ele acrescentou que a empresa teve um forte desempenho na América Latina, pois a aquisição da Spectrum fortaleceu sua posição na região após uma campanha sísmica 2D anterior realizada no Atlântico Sul.

"Continuaremos a priorizar essa região de alto potencial e esperamos desempenhar um papel dinâmico em desenvolvimentos futuros", disse ele.

A TGS disse que "o mercado continua melhorando, mas a volatilidade ainda é alta", com a empresa visando um crescimento de 40% nos investimentos multi-cliente este ano após a recente conclusão da aquisição da Spectrum.

Enquanto isso, a rival Polarcus ganhou um contrato de sísmica 4D para uma empresa não identificada na África Ocidental que deve começar no quarto trimestre com duração estimada de dois meses.

A companhia também levou um projeto sísmico na Austrália que terá duração de um mês, começando no início do próximo ano.

Kiswire, Global Specialty Steel Wire Company

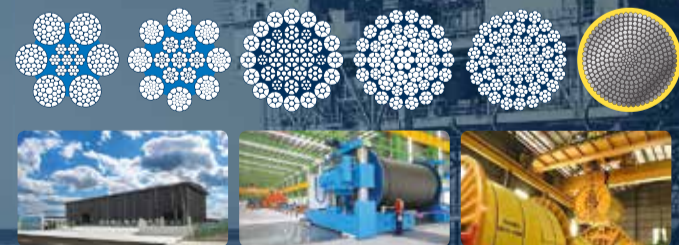
Founded in 1945, Kiswire manufactures specialty steel wire products for a diverse range of industries. Kiswire exports specialty steel wire products to over 80 countries worldwide. With sales offices located in 14 countries spread throughout Asia, North America and Europe, we offer innovative products and optimized solutions for every customer.

Neptune & N2 Hyrope

In 1997, KISWIRE established a dedicated manufacturing operation in Johor, Malaysia. This factory would offer a complete range of wire ropes for use by the oil and gas industry, with unit weights for 6 strand rope reaching up to 120 tonnes. Through continuous improvement, product development and expansion, Neptune Wire Rope (6 & 8 strand) has grown into one of the leading products for the offshore industry.

In 2011, KISWIRE established a new specialized factory for offshore rope at a strategic location in Tanjung Langsat, Johor, Malaysia in order to meet with our various customers' demands. Currently, the market requires longer, heavier, and stronger wire rope. Now, unit weights for our 6 and 8 strand wire rope could reach 405 tonnes.

KISWIRE recently began N2 Hyrope (Rotation Resistant Rope) production. Our main product will be rotation resistant rope (multi strand rope). The unit weights for our N2 Hyrope will reach up to 600 tonnes with our philosophy of "Absolute Quality".



The New N2 Hyrope plant in Johor on the Malaysian coast.


www.kiswire.com

KISWIRE LTD. 37, Gurak-ro 141beon-gil, Suyeong-gu, Busan, 48212, Korea (Tel) 82-51-760-1700 (Fax) 82-51-760-1980
KISWIRE SOUTH-EAST ASIA REGIONAL HQ No. 33, Jalan Senyum, Kampung Wadhinana 80300 Johor Bahru, Johor, Malaysia (Tel) 60-7-340-4000 (Fax) 60-7-331-0475
KISWIRE (Shanghai) TRADING CO., LTD. SHANGHAI BRANCH Rm 1003, Block A, Oriental Financial Plaza Property Management Center, No. 1168 Century Avenue, Pudong, Shanghai, 200122, China (Tel) 86-21-5208-0929 (Fax) 86-21-5208-2878
KISWIRE LOTUS CO., LTD. 140 One Pacific Place Bldg. 18/F Unit 1805, Sukhumvit Road, Klongtoey, Bangkok 10110, Thailand (Tel) 66-2-653-2820-1 (Fax) 66-2-653-2822
KISWIRE AMERICA 3890 Steve Reynolds Blvd. Norcross, GA 30093, USA (Tel) 1-470-447-2500 (Fax) 1-470-202-1033
KISWIRE INTERNATIONAL S. A. Krakelshaff, L-3235 Bettembourg, Grand Duchy of Luxembourg (Tel) 352-28-10-24
KISWIRE INDONESIA, PT Jl. Panglima Polim Raya No. 86 Lt.2 Gedung Harvia Place, Jakarta Selatan 12150, Indonesia (Tel) 62-21-2942-6248-9 (Fax) 62-21-2942-6276

For more information and a catalogue, please contact Kiswire at www.kiswire.com

TECHNOLOGY



Testing ground: Petrobras is using eight-inch diameter lines to produce from the Mero extended well test with the Pioneiro de Libra FPSO

Photo: PETROBRAS

Petrobras expects key change for flexible pipes

Use of **composites to replace some steel structures** for deep-water fields

FABIO PALMIGIANI

Rio de Janeiro

BRAZIL'S Petrobras expects that the use of composites to replace some steel structures in flexible pipes in deep-water fields will be a key enabler in the future, especially when it comes to key developments in the prolific pre-salt province.

Walter Carrara Loureiro, a subsea engineer at Petrobras, said composites would fit perfectly at projects with highly pressurised reservoirs featuring corrosive chemical components such as carbon dioxide and hydrogen sulphide, adding the Mero field is a suitable candidate for future application.

"By using composites in our future projects, we will be able to

get to deeper water depths, have larger pipes and maybe change the entire layout of our subsea systems," Loureiro told a panel on applied technologies in the Libra-Mero field at the OTC Brasil 2019 conference.

Petrobras has for a long time been considering the potential application of hybrid composites in free-hanging catenary risers and flowlines at Mero.

The main benefit of using free-hanging solutions is the time reduction for the installation of the riser system, because installing buoys under the lazy-wave configuration can be time-consuming and costly.

According to Loureiro, the use

of composite materials in pipes would reduce installation costs by more than 30%, as Petrobras would need smaller and simpler pipelaying support vessels to carry out the work.

"Composites will reduce worries about corrosion but will bring other issues to the table such as fatigue and long-term degradation. That is why we are conducting a very comprehensive qualification process with suppliers," he added.

Petrobras has been using Mero as a sort of test ground for pioneering technological applications and has already started replicating some successful initiatives at other deep-water

fields. The state-controlled company is using eight-inch diameter lines to produce from the Mero extended well test with the Pioneiro de Libra floating production, storage and offloading vessel, and is assessing its use at other offshore developments.

"With regards to well drilling, there were innovations developed and applied in the bottom hole assembly columns of the early phases of the Libra wells, which resulted in the construction of less complex wells in less time," Petrobras told Upstream.

"These optimisations have already been successfully implemented at other deep-water fields operated by the company."

Petrobras avalia compósitos para flexíveis

A Petrobras espera que o uso de compósitos para substituir algumas estruturas de aço em tubos flexíveis em campos de águas profundas seja um facilitador essencial no futuro, especialmente quando se trata de desenvolvimentos importantes na prolífica província do pré-sal.

Walter Carrara Loureiro, engenheiro subsea da Petrobras, disse que os compósitos se encaixam perfeitamente em projetos com reservatórios altamente pressurizados com componentes químicos corrosivos, como dióxido de carbono e sulfeto de hidrogênio, acrescentando que o campo de Mero é um candidato adequado para aplicação futura.

"Ao usar compósitos em nossos projetos futuros, poderemos chegar a profundidades maiores, ter tubos mais largos e talvez alterar todo o layout de nossos sistemas submarinos", disse Loureiro em um painel sobre tecnologias aplicadas no campo Libra-Mero na OTC Brasil 2019.

A Petrobras há muito tempo considera a aplicação potencial de compósitos híbridos em risers e linhas de fluxo de catenária suspensas em Mero.

O principal benefício do seu uso é a redução de tempo para a instalação do sistema de riser, porque a instalação de bóias na configuração lazy-wave pode ser demorada e dispendiosa.

Segundo Loureiro, o uso de materiais compósitos em tubulações reduziria os custos de instalação em mais de 30%, pois a Petrobras precisaria de embarcações de apoio menores e mais simples para realizar a obra.

"Os compósitos reduzirão as preocupações com a corrosão, mas trarão outras questões à mesa, como fadiga e degradação a longo prazo. É por isso que estamos conduzindo um processo de qualificação muito abrangente com os fornecedores", acrescentou.

A Petrobras está usando Mero como uma espécie de campo de teste para aplicações tecnológicas pioneiras e já começou a replicar algumas iniciativas bem-sucedidas em outros campos de águas profundas.

A empresa está usando linhas de oito polegadas de diâmetro para produzir a partir do teste de longa duração de Mero com o FPSO Pioneiro de Libra, e está avaliando seu uso em outros empreendimentos offshore.

"Com relação à perfuração de poços, foram desenvolvidas e aplicadas inovações nas colunas dos poços de Libra, o que resultou na construção de poços menos complexos em menos tempo", disse a Petrobras à Upstream.

"Essas otimizações já foram implementadas com sucesso em outros campos de águas profundas operados pela empresa".

WE DO THE
CAN'T BE DONE.

wood. make it possible

Visit us at booth B33