



# OTC BRASIL 2019

AN EVENT ORGANIZED BY IBP AND OTC

TUESDAY 29 OCTOBER 2019 / TERÇA-FEIRA 29 OUTUBRO 2019

OFFICIAL SHOW DAILY  
PRODUCED BY

upstream

upstreamonline.com

Conference programme  
Programa da conferência

Page 4

Welcome to OTC Brasil 2019  
Bem-vindos à OTC Brasil 2019

Page 5



## Brazil pushes for 3 million bpd

Brasil se aproxima da marca de 3 milhões de bpd

Page 2



## NEWS NOTÍCIAS

**Contractors urge Brazil floater tender changes**  
Empresas querem mudanças em licitações

Page 6



**Brazil takes lead in race to deep-water TCP riser**  
Brasil na vanguarda de tubos compósitos flexíveis

Pages 8&9

**P-70 FPSO expected in Brazil by early 2020**  
P-70 deve chegar ao Brasil até o início de 2020

Page 10

**Petrobras targets Forno test**  
Petrobras prepara teste na descoberta de Forno

Page 11

**IEA urges wind of change for oil and gas players**  
AIE sugere oportunidades com eólica offshore

Page 13

**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](http://www.upstreamonline.com)

TRUSTED IN EXTREME CONDITIONS

Pushing steel solutions to new limits



**voestalpine**  
ONE STEP AHEAD.

## PRODUCTION

# Brazil closing on 3 million bpd

**Country's crude output rising as new pre-salt development projects come on stream**

**FABIO PALMIGIANI**

Rio de Janeiro

OIL output in Brazil is on the rise after years of stagnation and is on the brink of crossing the 3 million barrels per day threshold for the first time, as state-controlled Petrobras adds new production systems to the prolific pre-salt play in the Santos basin.

Production in Brazil had hovered between 2.4 million and 2.7 million bpd for the past three years, partially due to delays in the start-up of new floating production storage and offloading vessels ordered by Petrobras and the natural decline of mature fields in the Campos basin.

However, new FPSOs that have entered operations since October 2018 — including a trio of large units in the Buzios field — are starting to reach their plateaus and pushing production to new highs.

Output in Brazil began to grow significantly in July when it increased 8.5% from June to 2.775 million bpd.

Production was up another 7.7% in August from the previous month to a record 2.989 million bpd, according to latest data from market regulator ANP.

Figures from September will be available in the next few days and it is widely expected that production will be confirmed as topping 3 million bpd, mostly due to the hook-up of the final wells to the P-69 and P-76 FPSOs in the Lula and Buzios fields, respectively.

In its latest production report, Petrobras said its output increased 10.3% in the third quarter versus the second quarter to 2.264 million bpd, with the pre-salt accounting for about 60% of the total.

"Production is likely to show growth looking forward. Pre-salt production increased 17% to 1.367 million bpd. We believe that this number may increase even more with the full ramp-up of the new units and the future start-up of pre-salt units such as Sepia and Mero," UBS analyst Luiz Carvalho said in a report.

"This increase may impact the company's average lifting cost in the following years, as we see pre-salt production with a lower lifting cost per barrel than the other fields."

Lifting costs in the pre-salt excluding production taxes reached an all-time low of \$5 per barrel of oil equivalent in the third quarter, helping reduce the company's average lifting cost to less than \$10 boe for the first



**Contribution: the P-77 FPSO at the Buzios field**

Photo: PETROBRAS

## Brasil se aproxima da marca de 3 milhões de bpd

A produção de petróleo no Brasil está em ascensão após anos de estagnação e está à beira de ultrapassar a marca de 3 milhões de barris por dia pela primeira vez, uma vez que a Petrobras adiciona novos sistemas de produção à prolífica região do pré-sal na bacia de Santos.

A produção no Brasil oscilou entre 2,4 milhões e 2,7 milhões de bpd nos últimos três anos, parcialmente devido a atrasos no início de produção de FPSOs encomendados pela Petrobras e ao declínio natural de campos maduros na bacia de Campos.

No entanto, novos FPSOs que entraram em operação desde outubro de 2018 - incluindo um trio de grandes unidades no campo de Búzios - estão começando a alcançar seus platôs e levando a produção a novos patamares.

A produção no Brasil começou a crescer significativamente em julho, quando aumentou 8,5% em relação a junho para 2,775 milhões de bpd. A produção subiu outros 7,7% em agosto em relação ao mês anterior, para um recorde de 2,989 milhões de bpd, segundo dados mais recentes da ANP.

Os números de setembro estarão disponíveis nos próximos dias e é amplamente esperado que a produção supere os 3 milhões de bpd, principalmente devido à interligação dos últimos poços aos FPSOs P-69 e P-76 nos campos de Lula e Búzios, respectivamente.

Em seu último relatório de produção, a Petrobras disse que sua produção aumentou 10,3% no terceiro trimestre em

relação ao segundo trimestre, para 2,244 milhões de bpd, com o pré-sal representando cerca de 60% do total.

"É provável que a produção mostre crescimento no futuro. A produção do pré-sal aumentou 17% para 1,367 milhão de bpd. Acreditamos que esse número possa aumentar ainda mais com o ramp-up das novas unidades e o futuro início de unidades do pré-sal como Sípia e Mero", afirmou o analista do UBS, Luiz Carvalho, em relatório.

"Esse aumento pode afetar o custo médio de extração da empresa nos próximos anos, pois vemos a produção do pré-sal com um custo de extração por barril menor do que os outros campos".

Os custos de extração no pré-sal, excluindo os impostos de produção, atingiram uma baixa histórica de US\$ 5 por barril de óleo equivalente no terceiro trimestre, ajudando a reduzir o custo médio de extração da Petrobras para menos de US\$ 10 por boe pela primeira vez.

A produção total de hidrocarbonetos no Brasil também estabeleceu um novo recorde em agosto, de 3,828 milhões de barris de óleo equivalente por dia, e poderia cruzar o marco de 4 milhões de boepd até o final do ano.

Atualmente, o Brasil é o nono maior produtor mundial de hidrocarbonetos, mas está prestes a superar os Emirados Árabes Unidos para ocupar o oitavo lugar.

Nas próximas semanas, a Petrobras iniciará a produção através de um nova unidade - o FPSO P-68 nos campos do

pré-sal de Berbigão e Sururu.

A P-68 deixou o estaleiro Jurong Aracruz no estado do Espírito Santo no mês passado e está atualmente sendo atracada em lâmina d'água de aproximadamente 2.000 metros, segundo a Petrobras.

A unidade terá capacidade para produzir 150.000 bpd e será conectada a 21 poços de desenvolvimento, dos quais oito produtores de petróleo e três injetores já foram perfurados.

A longo prazo, a produção no Brasil deverá continuar em uma tendência ascendente e, embora a Petrobras continue a ser a principal contribuidora, parte do crescimento virá de empresas internacionais de petróleo e de seus novos desenvolvimentos no país.

A Equinor e a Shell têm os projetos mais ambiciosos atualmente planejados, com o objetivo de iniciar a produção em 2024 a partir dos campos do pré-sal de Carcará e Gato do Mato, respectivamente.

No entanto, players menores como BW Energy e Karoon Gas, além da Enauta, também estão de olho na produção em escala comercial dos campos de Maromba, Neon e Atlanta.

A nova onda de rodadas de licitações no Brasil também está abrindo novas oportunidades para futuras descobertas de petróleo, e outras operadoras, incluindo ExxonMobil, Chevron, BP, Total, Repsol, Petronas e Wintershall Dea, tentarão transformar seus esforços de exploração em desenvolvimentos bem-sucedidos.

time. Total hydrocarbons production in Brazil also set a new high in August at 3.828 million barrels of oil equivalent per day, and could cross the 4 million boepd milestone by the end of the year.

Brazil is presently the world's ninth largest hydrocarbons producer, but is on the verge of surpassing the United Arab Emirates to take over eighth spot.

Over the next few weeks, Petrobras will bring a new production system online — the P-68 FPSO in

the Berbigao and Sururu pre-salt fields.

The P-68 left the Jurong Aracruz shipyard in Espírito Santo state last month and is currently being moored in water depths of approximately 2000 metres, according to Petrobras.

The floater will have capacity to produce 150,000 bpd and will be linked to 21 development wells, of which eight oil producers and three injectors have been drilled already. In the long-term, produc-

tion in Brazil is expected to continue in an upward trend, and while Petrobras will remain the top contributor, some of the growth will come from international oil companies and their new offshore developments.

Equinor and Shell have the most ambitious projects currently planned, targeting to begin production by 2024 from the Carcará and Gato do Mato pre-salt fields, respectively. However, smaller players such as BW Energy and

Karoon Gas, as well as local independent Enauta, are also eyeing commercial output from the Maromba, Neon and Atlanta fields.

The new wave of bid rounds in Brazil is also opening fresh opportunities for future oil discoveries, and other operators including ExxonMobil, Chevron, BP, Total, Repsol, Petronas and Wintershall Dea will be looking to turn their exploration endeavours into successful developments.



# 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.

## #ORIOTEMESSA ENERGIA

Learn more at:  
[shell.com.br/rio](http://shell.com.br/rio)



SHELL  
ECO-MARATHON



SPONSOR  
OF RIO OPEN  
OF TENNIS



SHELL THEATRICAL  
AWARD  
VILMA MELO,  
BEST ACTRESS  
IN 2017



SHELL LIVEWIRE  
EMANUELA  
PINHEIRO,  
ENTREPRENEUR  
SUPPORTED  
IN 2017



SHELL SCIENTIFIC  
EDUCATION  
AWARD  
ANDRÉ OLIVEIRA,  
TEACHER,  
2017 WINNER



SHELL  
OPEN AIR  
MAINTAINER  
OF THE MUSEUM  
OF TOMORROW





# OTC BRASIL 2019

## EVENTS PROGRAMME TUESDAY 29 OCTOBER

<b>0730 – 0900</b>	Twenty Years of Activity and the Vision of the Future and the Opportunities Risen From New Auctions	<i>Room B5</i>
<b>0900 – 1020</b>	Opening Ceremony <b>Moderator:</b> Marcos Assayag - 2019 OTC Brasil General Chairman <b>Speakers:</b> Marcos Assayag - 2019 OTC Brasil General Chairman Cindy Yeilding, Board Chairperson - BP Wilson Witzel - Governor of the State of Rio de Janeiro Bento Albuquerque, Minister of Mines and Energy - Minister of Mines and Energy Jose Firmo, President - IBP	<i>Room B8</i>
<b>1030 – 1300</b>	Lula Complex: 10 Years and 1 Million Barrels Per Day  Atlanta Project - Heavy Oil and Ultra-Deepwater in Brazil Decommissioning Preparedness for Offshore Brazil  Drilling Waste Disposal - What Lies Ahead?  Advancements in Well Completion and Workover  New Technologies for Reservoir, Production and Geophysics  Advanced Materials and Emerging Oilfield Technologies  HSE Innovation - Improving Safety in the Offshore Industry	<i>Room B8</i> <i>Room B2</i> <i>Room B3</i> <i>Room B4-1</i> <i>Room B4-2</i> <i>Room 4</i> <i>Room 5</i> <i>Room 6</i>
<b>1300 – 1430</b>	Driving Innovation - Faster Concept to Application in the Offshore Industry	<i>Room B1</i>
<b>1430 – 1700</b>	Topical Luncheon: Energy Transition and its Challenges in Today's World  Flow Assurance: Challenges and New Technologies  Libra EWT Project: How Technology and Strategy Overcome Challenges of a Complex Giant Offshore Field Development and its Legacy to the Industry  Advancements in Well Integrity Management  New Technologies for Wells and Marine Operations  Reservoir Characterization - Innovations in Modeling and Algorithms  Innovative FLNG and Gas Monetization Design for Offshore Deepwater	<i>Room B5</i> <i>Room B3</i> <i>Room B4-1</i> <i>Room B4-2</i> <i>Room 4</i> <i>Room 5</i> <i>Room 6</i>
	ePoster Session I	<i>Room 8</i>
	FPSO Challenges: Innovation, Cost Reduction and Competitiveness in Design, Construction and Operation	<i>Room B8</i>
	Geophysical Advanced Technologies Applied to the Brazilian Pre-salt Reservoirs	<i>Room B1</i>
	R&D Levy Funds as a Game Changer in the Brazilian Offshore Industry	<i>Room B2</i>
<b>1700 – 1830</b>	Unlocking Natural Gas from Offshore Fields <b>Moderator:</b> Joao De Luca, Consultant - IBP <b>Speakers:</b> Anelise Lara - Executive Director of Refining and Natural Gas, Petrobras Adriano Bastos - President, BP Energy do Brasil Lucas Tristao - Secretary for Economic Development, State of Rio de Janeiro Andre Araujo - CEO, Shell Brasil Mariano Ferrari - CEO, Repsol Sinopec Brasil SA Olav Skalmeraas - Vice President for Marketing and Midstream, Equinor	<i>Room B8</i>

## OTC BRASIL



Eyes on the show: 2019 OTC Brasil general chairman Marcos Assayag

Photo: OTC

# Welcome to OTC Brasil 2019

The Offshore Technology Conference (OTC) has been taking place in the US for 50 years and in Brazil, where it has a partnership with the Brazilian Petroleum Institute (IBP), it reaches its fifth edition at a pivotal moment for the oil and gas sector.

The event, which features a congress and exhibition area at the heart of the city of Rio de Janeiro, takes place as the upstream business begins to show strong signs of recovery in Brazil and a week before major industry events – the mega auction featuring surplus volumes in the Transfer of Rights area and the sixth pre-salt round scheduled for early November.

The opening session on Tuesday will be attended by Mines & Energy Minister Bento Albuquerque and Rio de Janeiro State Governor Wilson Witzel. They will be joined by OTC World Board of Directors chairman Cindy Yeilding.

The ceremony will take place after a welcome breakfast featuring Decio Oddone, the director general of market regulator, the ANP, who opens the conference agenda with an

address on the opportunities available in the Brazilian oil and gas sector.

The OTC Brasil 2019 programme was planned based on three thematic pillars.

The first is the production of natural gas, second is digital transformation and third, and perhaps most important, is the challenge of reducing costs and increasing efficiency in deep-water exploration and production.

The event will also be attended by senior upstream executives from the biggest oil companies in the industry.

The programme will have a session on the giant Libra pre-salt development and another on Atlanta and the experiences of local independent Enauta on operating that heavy oil field.

In addition, the Distinguished Achievement Award will be presented to Carlos Tadeu Fraga in the individuals category and to Petrobras in the companies category for their work on the Libra pilot project and its innovative technologies.

However, not all discussions will be about deep-water developments. The event will also include a focus on mature offshore fields and

decommissioning, as well as offshore renewable energy for the first time.

The Energy Research Company (EPE) will present the first results of its mapping of wind potential across the Brazilian coast. The panel will also analyse synergies with the oil and gas sector.

Another panel will target gender diversity in the industry and will be chaired by Petrobras gas and downstream director Anelise Lara.

The exhibition area at OTC Brazil will be 20% larger this year when compared to the last conference in 2017.

All available space will be occupied and, for the first time, the pavilion will also feature a debate area – the OTC Arena.

This debate programme will be free to attend and will cover themes such as subsea, floating production, storage and offloading vessels and digital transformation.

Organisers expect the conference to attract more than 15,000 people over the course of the three days of the event.

**Marcos Assayag**  
2019 OTC Brasil General Chairman

## Bem-vindos à OTC Brasil 2019

A Offshore Technology Conference (OTC) ocorre nos EUA há 50 anos e no Brasil, em parceria com o Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP), chega à sua quinta edição em um momento crucial para o setor de petróleo e gás.

O evento, que possui uma área de congressos e exposições no coração da cidade do Rio de Janeiro, acontece quando o negócio de upstream começa a mostrar fortes sinais de recuperação no Brasil e uma semana antes dos principais eventos do setor - o mega leilão com volumes excedentes na área da cessão onerosa e a sexta rodada do pré-sal, programadas para o início de novembro.

A sessão de abertura na terça-feira contará com a presença do ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, e do governador do Estado do Rio de Janeiro, Wilson Witzel. A eles irá se juntar a presidente do Conselho de Administração da OTC World, Cindy Yeilding.

A cerimônia acontecerá apóis um café da manhã de boas-vindas com Décio Oddone, diretor-geral da ANP, que abre a agenda da conferência com um discurso sobre as oportunidades disponíveis no setor de petróleo e gás brasileiro.

O programa da OTC Brasil 2019 foi planejado com base em três pilares temáticos.

O primeiro é a produção de gás natural, o segundo é a transformação digital e o terceiro, e talvez o mais importante, é o desafio de reduzir custos e aumentar a eficiência na exploração e produção em águas profundas.

O evento também contará com a presença de executivos seniores das maiores empresas de petróleo do setor.

O programa terá uma sessão sobre o campo do pré-sal de Libra e outra sobre Atlanta e as experiências da Enauta na operação desse ativo de óleo pesado.

Além disso, o Prêmio Distinguished Achievement Award será entregue a Carlos Tadeu Fraga na categoria de indivíduos e à Petrobras na categoria de empresas por seus trabalhos no projeto piloto de Libra e suas tecnologias inovadoras.

No entanto, nem todas as discussões serão sobre desenvolvimentos em águas profundas. O evento também incluirá um foco em campos maduros offshore e de descomissionamento, bem como em energia renovável offshore pela primeira vez.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) apresentará os primeiros resultados de seu mapeamento do potencial eólico na costa brasileira. O painel também analisará sinergias com o setor de petróleo e gás.

Outro painel terá como alvo a diversidade de gênero no setor e será presidido pela diretora de gás e refino da Petrobras, Anelise Lara.

A área de exposições da OTC Brasil será 20% maior este ano quando comparada à última conferência de 2017.

Todo o espaço disponível será ocupado e, pela primeira vez, o pavilhão também contará com uma área de debate - a Arena OTC.

Este programa de debate será gratuito e abordará temas como subsea, FPSO e transformação digital.

Os organizadores esperam que a conferência atraia mais de 15.000 pessoas durante os três dias do evento.

## FLOATERS



**Fired up:** Contractors are looking for new terms and conditions on Brazil floater tenders

Photo: FABIO PALMIGIANI

# Contractors urge Brazil floater tender changes

**Companies turn spotlight** on terms and conditions during glut in **number of projects**

**FABIO PALMIGIANI**

Rio de Janeiro

CONTRACTORS are urging changes in the terms and conditions imposed by operators in tenders for floating production, storage and offloading vessels if Brazil wants to take full advantage of the new expansion cycle for the oil and gas industry.

With a sizeable number of fresh FPSO tenders being launched every year, there is widespread concern among contractors already that there are currently more projects than companies to execute them, and tough contractual clauses tend to drive away some competitors.

"If terms and conditions in an FPSO tender are not attractive, companies will not be able to validate their appetite to bid for these projects," Eduardo Chamusca, SBM Offshore Brazil country director, told an audience at the Brazil Offshore Finance Forum in Rio de Janeiro.

"This is the biggest challenge we have in the Brazilian arena right now. We have to get rid of terms and conditions that are prohibitive for our companies."

In recent Petrobras tenders for the charter of FPSOs for the

Mero-3 and Itapu pre-salt fields, for which bids will be submitted in late December, Petrobras again asked contractors to present commercial offers that must be valid for a period of 210 days.

"That means we need to lock in our prices for nine months, regardless of exchange rate variations and inflation, so in the end floater companies will add contingencies to their proposals, driving prices up," Chamusca added.

In addition to the Mero-3 and Itapu floater tenders, the market has also been waiting for the outcome of the Parque das Baleias and Carcará FPSOs contests, the latter of which is operated by Norway's Equinor.

Anglo-Dutch supermajor Shell is also tendering for a unit for its Gato do Mato development, but 2020 should see new bids for FPSOs for the Enauta-operated Atlanta field and at least two more Petrobras projects, Mero-4 and Sergipe-Alagoas Deepwater.

"The outlook for FPSOs in Brazil is coming back to the big numbers of the beginning of the decade," said BW Offshore Brazil country manager Jon Harald Kilde at the

same event. "The difference is that now we have less FPSO companies than in the past."

"I believe this time we should do something different, maybe even a little disruptive, because the contract models for FPSOs we have today are very much the same we had for decades," he argued.

Petrobras has been contemplating for over a year a shift in its contracting strategy from the traditional lease-and-operate model to alternatives that would include build-operate-transfer and build-own-operate-transfer formats, although industry executives believe more needs to be done.

Kilde added: "My fear is that we will again lose this opportunity to have a greater collaboration between oil companies and FPSO operators to come up with better business and contract models."

Chamusca suggested that the more bids an oil company receives for an FPSO, the more it shows the tender was competitive and had fair terms and conditions.

Since 2018, Petrobras has been receiving just two or three offers

per tender, with some being disqualified on technical grounds, showing how hard it has been for contractors, especially those that are not well established in Brazil, to secure internal approvals and necessary funding.

Teekay Offshore Brazil managing director Jose Elias acknowledged that his company has had a tough time navigating its way through Brazil's FPSO tender processes but highlighted how the potential of the market meant that it would persist despite the challenges.

Teekay bid earlier this year for the two FPSOs designed to revitalise operations in the Marlim field, but was disqualified in the course of the tender.

Its proposals were thrown out when Petrobras took issue with some contingency factors contained in the bid, but the Canadian player declined to continue with them.

"It is challenging to do business in Brazil in many aspects. However, for our industry, there is no better place to be in terms of opportunities. I feel optimistic right now," Elias added.

## Empresas querem mudanças em licitações

EMPREEITEIROS estão pedindo mudanças nos termos e condições impostos por operadores nas licitações para FPSOs caso o Brasil queira tirar o máximo proveito do novo ciclo de expansão da indústria de petróleo e gás.

Com um número considerável de novas licitações de FPSO sendo lançadas a cada ano, existe uma preocupação generalizada entre as empresas fornecedoras de que atualmente existem mais projetos do que elas podem executar, e cláusulas contratuais difíceis tendem a afastar alguns concorrentes.

"Se os termos e condições de uma licitação de FPSO não forem atraentes, as empresas não poderão validar seu apetite por apresentar propostas para esses projetos", disse Eduardo Chamusca, diretor da SBM Offshore no Brasil, em audiência no Fórum Financeiro Brasil Offshore, no Rio de Janeiro.

"Esse é o maior desafio que temos na arena brasileira no momento. Temos que nos livrar dos termos e condições proibitivos para nossas empresas".

Em recentes licitações da Petrobras para o afretamento de FPSOs para os projetos do pré-sal de Mero-3 e Itapu, cujas propostas serão apresentadas no final de dezembro, a Petrobras novamente solicitou às empresas que apresentassem ofertas comerciais que devem ser válidas por um período de 210 dias.

"Isso significa que precisamos travar nossos preços por nove meses, independentemente das variações da taxa de câmbio e da inflação, então no fim das contas as empresas vão adicionar contingências às suas propostas, elevando os preços", acrescentou Chamusca.

Além das licitações de Mero-3 e Itapu, o mercado também aguarda o desfecho dos bids de FPSOs do Parque das Baleias e Carcará, este último operado pela norueguesa Equinor.

A Shell também está licitando uma unidade para o desenvolvimento da descoberta de Gato do Mato, mas 2020 deverá receber novas licitações para FPSOs para o campo de Atlanta, operado pela Enauta, e pelo menos mais dois projetos da Petrobras - Mero-4 e Sergipe-Alagoas Águas Profundas.

"As perspectivas para os FPSOs no Brasil estão voltando aos grandes números do início da década", disse o gerente da BW Offshore no Brasil, Jon Harald Kilde, no mesmo evento. "A diferença é que agora temos menos empresas de FPSO do que no passado".

"Acredito que desta vez deveríamos fazer algo diferente, talvez até um pouco disruptivo, porque os modelos de contrato para os FPSOs que temos hoje são praticamente os mesmos que temos há décadas", argumentou.

A Petrobras está contemplando há mais de um ano uma mudança em sua estratégia de contratação do modelo tradicional de afretamento para alternativas que incluem formatos BOT e BOOT, embora os executivos do setor acreditem que mais precise ser feito.

Kilde acrescentou: "Meu medo é que perderemos novamente essa oportunidade de ter uma maior colaboração entre empresas de petróleo e operadores de FPSO para criar melhores modelos de negócios e contratos".

Chamusca sugeriu que quanto mais ofertas uma empresa petrolífera receber para um FPSO, mais ele mostra que a licitação era competitiva e tinha termos e condições justos.

Desde 2018, a Petrobras vem recebendo apenas duas ou três ofertas por licitação, sendo algumas desqualificadas por motivos técnicos, mostrando o quanto tem sido difícil para os empreiteiros, especialmente aqueles que ainda não estão bem estabelecidos no Brasil, garantir aprovações internas e financiamento necessário.

O diretor gerente da Teekay Offshore no Brasil, José Elias, reconheceu que sua empresa passou por um período difícil nos processos de licitação de FPSO no país, mas destacou como o potencial do mercado significava que ele persistiria apesar dos desafios.

A Teekay fez uma oferta no início deste ano para os dois FPSOs projetados para revitalizar as operações no campo de Marlim, mas foi desqualificada no decorrer da licitação.

Suas propostas foram rejeitadas quando a Petrobras contestou alguns fatores de contingência contidos na oferta.

"É um desafio fazer negócios no Brasil em muitos aspectos. No entanto, para a nossa indústria, não há melhor lugar para se estar em termos de oportunidades. Estou otimista", acrescentou Elias.

## FLOATING PRODUCTION



**Approach:** Petrobras director for production development and technology Rudimar Lorenzatto

Photo: PETROBRAS

# Petrobras ready to switch FPSO strategy

**State-controlled company** could reassess contract formats

**FABIO PALMIGIANI**

Rio de Janeiro

BRAZIL'S Petrobras has acknowledged that it could return to a contracting strategy that involves owning floating production, storage and offloading vessels in its fleet as the market for chartered units heats up around the world.

After facing numerous delays and problems in the construction of directly-owned FPSOs at Brazilian shipyards earlier this decade, the company switched to a strategy of using lease-and-operate contracts for its most recent units.

However, with the global market reaching a boiling point amid numerous charter opportunities, Petrobras is reassessing its approach to FPSO contracts.

"In the tender for the charter of the two Marlim FPSOs, we noticed prices came well above our initial estimates, so there is a chance we will come back to contracting owned FPSOs, but that will depend on further studies," production development and technology director Rudimar Lorenzatto said on an analyst call on Friday after Petrobras released its third quarter results.

Earlier this month, Petrobras

awarded the Anita Garibaldi and Ana Neri FPSOs to Japan's Modec and Malaysia's Yinson Holdings, respectively, to revitalise operations at the ageing Marlim field.

Upstream understands the two medium-sized floaters were chartered for dayrates at around \$600,000, slightly less than prices proposed for much larger vessels to be deployed in the Mero and Buzios pre-salt fields.

"We are looking at ways to have the best competitiveness in our future projects, but we are seeing signs of growing demand in Guyana, where ExxonMobil is chartering three vessels," he added.

It is unclear if Petrobras will approach floater players in the future for pure engineering, procurement, construction and installation contracts, or switch to alternative formats such as build-own-operate-transfer or build-operate-transfer.

Of the 12 owned FPSOs ordered by Petrobras at Brazilian shipyards this decade, the P-72 and P-73 were cancelled, while the P-68, P-70 and P-71 are still to be delivered.

## Petrobras admite mudança na contratação de FPSOs

A Petrobras reconheceu que pode voltar a uma estratégia de contratação que envolve a propriedade de FPSOs, à medida que o mercado de unidades afretadas começa a aquecer em todo o mundo.

Depois de enfrentar vários atrasos e problemas na construção de FPSOs próprios em estaleiros brasileiros no início desta década, a empresa adotou uma estratégia de usar contratos de afretamento e operação para suas unidades mais recentes.

No entanto, com o mercado global atingindo o ponto de ebulação em meio a inúmeras oportunidades de afretamento, a Petrobras está reavaliando sua abordagem aos contratos de FPSO.

"Na licitação para o afretamento dos dois FPSOs de Marlim, percebemos que os preços estavam muito acima de nossas estimativas iniciais, então há uma chance de voltarmos a contratar FPSOs próprios, mas isso dependerá de estudos adicionais", disse Rudimar Lorenzatto, diretor de desenvolvimento da produção e tecnologia, em uma teleconferência de analistas na sexta-feira depois que a Petrobras divulgou os resultados do terceiro trimestre.

No início deste mês, a Petrobras contratou os FPSOs Anita Garibaldi e Ana Neri junto à Modec e à Yinson Holdings, respectivamente, para revitalizar as operações no campo de Marlim.

O Upstream entende que as duas unidades de médio porte foram afretadas por taxas diárias em torno de US\$600.000, um pouco menos do que os preços propostos para FPSOs muito maiores a serem implantados nos campos do pré-sal de Mero e Búzios.

"Estamos procurando maneiras de obter a melhor competitividade em nossos projetos futuros, mas estamos vendo sinais de crescente demanda na Guiana, onde a ExxonMobil está afretando três navios", acrescentou.

Não está claro se a Petrobras abordará os empreiteiros no futuro para contratos de engenharia, fornecimento, construção e instalação, ou mudará para formatos alternativos como BOT ou BOOT.

Dos 12 FPSOs próprios encomendados pela Petrobras em estaleiros brasileiros nesta década, a P-72 e a P-73 foram canceladas, enquanto a P-68, P-70 e P-71 ainda estão por serem entregues.

## 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

**SINOPACIFIC**  
OFFSHORE &  
ENGINEERING  
CIMC ENRIC

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

## TECHNOLOGY

# Brazil takes lead in race to dee

Tests aim to prove suitability of **thermoplastic composite pipe** for demanding pre-salt fields

**RUSSELL MCCULLEY**

London

BRAZIL is shaping up to be the proving ground for advanced applications of thermoplastic composite pipe (TCP), a lightweight, corrosion-resistant alternative to steel pipe and traditional flexibles.

Qualification programmes are under way in the country to demonstrate the technology's suitability for deep-water riser applications, a goal long sought by the leading manufacturers of bonded thermoplastic composite pipe.

Netherlands-based Airborne Oil & Gas and Magma Global, of the UK, are each working with local and international service providers to prove the technology in deep-water applications.

Airborne is working with Brazilian engineering company Simeros Technologies and Oslo-listed Subsea 7, while Magma has teamed with London-headquartered TechnipFMC and Brazil's Ocyan on separate projects.

While TCP has been used widely in less-demanding oil and gas applications such as jumpers and intervention downlines, the move to an all-TCP deep-water riser would mark a significant technology leap — one Magma Global chief operating officer Charles Tavner compares to the impact on the aerospace industry of the Boeing 787 Dreamliner, the first commercial airliner to feature an airframe made mostly of composite materials.

Advocates of TCP argue that Brazil's pre-salt is the logical place to take the leap, given the region's demanding ocean conditions and highly corrosive reservoir fluids.

The pipe, which is constructed with carbon fibre and polymer to form a solid wall, also fits well with Brazilian state controlled operator Petrobras' preferred use of non-bonded flexible risers that can be reeled and installed with platform supply vessels.

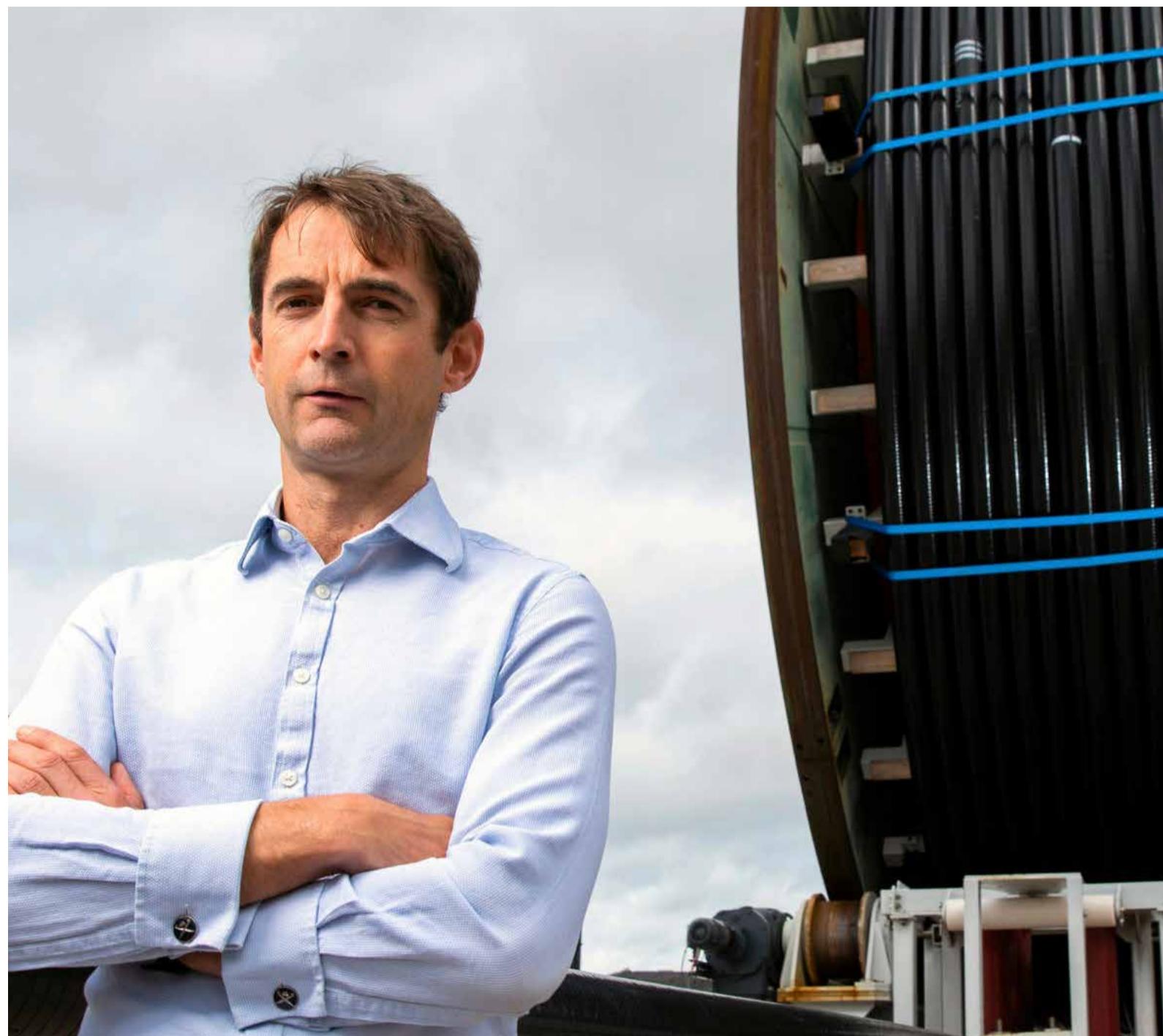
The TCP manufacturers are taking different approaches in the qualification process.

Airborne, which offers a range of pipes made with different fibres and polymers, is working with Simeros on a full TCP deep-water riser made with carbon fibre and polyvinylidene difluoride (PVDF).

Magma, on the other hand, is exploring more intermediate steps, working with TechnipFMC on a flexible pipe that replaces several layers of the flexible with TCP and with Ocyan to use Mag-

ma's M-Pipe — made with carbon fibre and PEEK (polyether ether ketone) — in a hybrid riser tower configuration.

Airborne's Brazil programme



**Programmes:** Magma Global chief operating officer Charles Tavner in front of 1500 metres of reeled M-Pipe

Photo: MAGMA GLOBAL

## Designing 'installability', flexibility into a stronger pipe

THE bonded thermoplastic composite pipe (TCP) being made to Brazil's deep-water specifications is built by laying down layers of carbon fibre material and a polymer such as PEEK or PVDF, writes Russell McCulley.

The process creates a solid wall of material that resembles a solid steel pipe but is stronger, weighs much less and is impervious to rust and corrosion.

The load-bearing strength of the pipe can be customised by varying the orientation of the fibre layers during manufacturing. But the stronger the pipe, the less flexible it becomes.

Charles Tavner, chief operating officer at Magma Global, which is working with TechnipFMC and Ocyan in Brazil on TCP applications for deep-water developments, says the move to all-TCP riser systems will necessitate development of a specialised installation fleet that can handle larger reels, given the wider bend radius for TCP built to extreme axial tension specifications.

"The operators recognise that, long-term, that's not an issue. But in the intermediate term you have to play the cards you're

involves a development "specific staircase" that starts with TCP flowlines and culminates with the deep-water riser, says chief technology officer Henk de Boer. "With

dealt," he says. TechnipFMC's proposed hybrid flexible, uses Magma's PEEK-based M-Pipe in a traditional non-bonded flexible, to "strip out much of the complexity of the flexible", Tavner says.

The combination of TCP and an outside armor "gives it its tension capability, gives it a little bit more weight so that it behaves itself in the water, but it still goes onto a conventional reel."

"They can stick it on a conventional (pipelay support vessel), they can install it with all their standard equipment, they can treat it like a flexible, but at a stroke they've removed the stress-corrosion cracking problem."

Airborne Oil & Gas, Magma's closest competition in TCP, insists that its PVDF-based all-TCP riser under development in Brazil will be compatible with currently available installation vessels as well as capable of handling high temperatures, extreme pressure and corrosives such as carbon dioxide and hydrogen sulphate.

"Installation from day one has been a very important part of the riser design and development," says Airborne chief

the flowline, we are now doing full-scale testing in Brazil and that part will be completed very early next year.

"All the tests we have done so

technology officer Henk de Boer. Airborne conducted extensive analysis of designs based on about 15 different polymers and five fibres, he says.

"Out of that analysis considering installability, specific gravity and cost, carbon fibre PVDF was the optimal solution for deep-water risers," de Boer says.

Airborne has also developed a weight coating based on the same polymer but uses heavy fillers in place of the fibre.

The coating gives some heft to the riser configuration to maintain stability in ocean currents but does not reduce "spoolability", he says.

"It's integrated in the product — it's part of the solid wall, so it doesn't compromise the robustness of the solution," de Boer says.

The goal of a deep-water TCP riser has been in the works for many years and in Brazil is moving closer to becoming a reality. Airborne seems well-positioned to get there first.

"Hopefully," says de Boer. "I strongly believe in it, but there's also competition. We'll see in the end."

including the capacity to handle temperatures up to 120 degrees Celsius, call for carbon fibre and PVDF systems, he says.

Airborne aims to finish qualifi-

far have been very successful," de Boer says.

The full-TCP flowlines are made with glass fibre but more demanding conditions for the riser,

# Deep-water TCP riser



**Driving ahead:** Airborne Oil & Gas is delivering thermoplastic composite pipe for a four-kilometre flowline to a supermajor in West Africa

Photo: AIRBORNE OIL & GAS

cation of the first deep-water riser by the end of 2021.

"The timing is also very much dominated by market adoption," de Boer says. "You need to have a track record in jumpers and flowlines before you even consider using the technology for deep-water risers."

The programme is drawing a lot of industry interest nonetheless, says Renato Bastos, Airborne's vice president Brazil.

"We are gaining momentum as we move forward. We see more and more interest from operators to jump in the qualification programme," says Bastos, a flexible-pipe veteran who joined the company late last year.

The industry is interested in "the advantages that the TCP brings, not only in terms of reduction of weight but the fact that it's corrosion-free in harsh environments and demanding fluids", he says.

"Those alone are very important, and clients are looking more and more at this as a solution for the issues they face with the pre-salt fluids in Brazil."

Magma's Tavner agrees that operators see the full-TCP deep-water riser as "the end

game" but says with the technology — and wide industry uptake — still years away, there is a place for the intermediate steps proposed by both TechnipFMC and Ocyan.

Faced with corrosion and fatigue risks, Petrobras has shifted to traditional steel catenary risers, "and certainly, that's something Shell and Total are moving towards", Tavner says.

"But in our engagement with Petrobras, we've seen, once you replace the flexible with steel catenary risers, that you get quite quickly to a second order problem, and that is, this is not where Petrobras wants to be."

The company has long hewed to a flexible contracting model involving a separate installation vessel, contracted pipelaying support vessels and flexible pipe, he says, "but that's difficult to do with traditional flexibles because of stress-corrosion cracking."

"What we have seen in the last two years or so is this very sharp focus on, right, can a carbon fibre thermoplastic pipe solve that problem?"

Ocyan and TechnipFMC are each offering "a really neat solution to the same problem," Tavner

says. "Both of these guys are grappling with, how do I, with infrastructure currently sat in Brazil, take the benefits of thermoplastic composite pipe, but not take such a huge leap that I have to tear up my infrastructure?"

TechnipFMC's proposed solution is a hybrid flexible in a free-hanging catenary configuration that integrates Magma's carbon fibre PEEK pipe in a traditional non-bonded flexible, a design that is much lighter than the company's existing riser systems and meets Brazil's technical demands but can be handled and installed like traditional flexible pipe.

The Ocyan hybrid riser tower using M-Pipe is essentially a much lighter version of a proven technology that also eliminates the need for welding associated with steel pipe construction.

"You've got, basically, two intermediate solutions that solve what I describe as Petrobras' second-order problem," Tavner says.

"They want to maintain a contracting strategy similar to what they are used to, and not move over to this massive EPCI where they kind of lose control and flexibility."

## Brasil na vanguarda de tubos compósitos flexíveis

O Brasil está se preparando para ser o campo de provas para aplicações avançadas de tubos compostos termoplásticos (TCP), uma alternativa leve e resistente à corrosão para tubos de aço e flexíveis tradicionais.

Programas de qualificação estão em andamento no país para demonstrar a adequação da tecnologia a aplicações de risers em águas profundas, uma meta há muito buscada pelos principais fabricantes de tubos compostos termoplásticos.

A Airborne Oil & Gas e a Magma Global estão trabalhando com fornecedores de serviços locais e internacionais para provar a tecnologia em aplicações em águas profundas.

A Airborne está trabalhando com a empresa de engenharia brasileira Simeros Technologies e a Subsea 7, enquanto a Magma se uniu à TechnipFMC e à Ocyan em projetos separados.

Embora o TCP tenha sido amplamente utilizado em aplicações menos exigentes de óleo e gás como jumpers e downlines de intervenção, a mudança para um riser de águas profundas marcaria um salto tecnológico significativo - um diretor de operações da Magma Global, Charles Tavner, compara ao impacto na indústria aeroespacial do Boeing 787 Dreamliner, o primeiro avião comercial a apresentar uma estrutura feita de materiais compósitos.

Defensores do TCP argumentam que o pré-sal brasileiro é o lugar lógico para dar o salto, dadas as exigentes condições oceânicas da região e os fluidos de reservatórios altamente corrosivos.

O tubo, que é construído com fibra de carbono e polímero para formar uma parede sólida, também se encaixa bem no uso preferencial da Petrobras de risers flexíveis que podem ser instalados com embarcações de apoio marítimo.

Os fabricantes de TCP estão adotando abordagens diferentes no processo de qualificação.

A Airborne, que oferece uma variedade de tubos fabricados com diferentes fibras e polímeros, está trabalhando com a Simeros em um riser completo para águas profundas feito com fibra de carbono e difluoreto de polivinilideno (PVDF).

A Magma, por outro lado, está explorando etapas mais intermediárias, trabalhando com a TechnipFMC em um tubo que substitui várias camadas do flexível com o TCP e com a Ocyan para usar o M-Pipe da Magma - feito com fibra de carbono e PEEK (poliéster éter cetonato) - em uma configuração de torre de riser híbrida.

O programa da Airborne envolve uma "escada específica" de desenvolvimento que começa com as linhas de fluxo TCP e culmina com o riser de águas profundas, diz o diretor

de tecnologia Henk de Boer.

"Com a linha de fluxo, agora estamos fazendo testes em larga escala no Brasil e essa parte será concluída no início do próximo ano. Todos os testes que fizemos até agora foram muito bem-sucedidos", diz de Boer.

As linhas de fluxo TCP completas são fabricadas com fibra de vidro, mas com condições mais exigentes para o riser, incluindo a capacidade de lidar com temperaturas de até 120 graus Celsius, exigir sistemas de fibra de carbono e PVDF, diz ele.

A Airborne pretende terminar a qualificação do primeiro riser em águas profundas até o final de 2021.

"O momento também é muito dominado pela adoção no mercado", diz de Boer. "Você precisa ter um histórico em jumpers e linhas de fluxo antes mesmo de pensar em usar a tecnologia para risers em águas profundas".

O programa está atraindo muito interesse da indústria, diz Renato Bastos, vice-presidente da Airborne no Brasil.

"Estamos ganhando impulso à medida que avançamos. Vemos cada vez mais interesse das operadoras em participar do programa de qualificação", diz Bastos, um veterano de tubos flexíveis que ingressou na empresa no final do ano passado.

A indústria está interessada nas "vantagens que o TCP traz, não apenas em termos de redução de peso, mas também pelo fato de ser isento de corrosão em ambientes agressivos e fluidos exigentes", diz ele.

"Só isso já é muito importantes, e os clientes estão olhando cada vez mais isso como uma solução para os problemas que enfrentam com os fluidos do pré-sal no Brasil."

Tavner, da Magma, concorda que os operadores veem o riser de águas profundas com TCP total como "o jogo final", mas afirma que com a tecnologia - e a ampla aceitação da indústria - ainda a anos de distância, há um lugar para as etapas intermediárias propostas pela TechnipFMC e pela Ocyan.

Dante dos riscos de corrosão e fadiga, a Petrobras mudou para os risers de catenária de aço tradicionais, "e certamente, é para isso que a Shell e a Total estão caminhando", diz Tavner.

"Mas em nosso compromisso com a Petrobras vimos que, depois de substituir o flexível por risers de catenária de aço, você chega rapidamente a um problema de segunda ordem, ou seja, não é onde a Petrobras quer estar".

A empresa adotou um modelo de contratação que envolve uma embarcação de instalação separada, mas isso é difícil de se fazer com os flexíveis tradicionais por causa de trincas por corrosão sob tensão.

## Tubos requerem frota de instalação especializada

O tubo composto termoplástico (TCP) fabricado com as especificações de águas profundas do Brasil é construído estabelecendo camadas de material de fibra de carbono e um polímero como PEEK ou PVDF.

O processo cria uma parede sólida de material que se assemelha a um tubo de aço sólido, mas é mais forte, pesa muito menos e é impermeável à ferrugem e corrosão.

A resistência da carga do tubo pode ser personalizada variando a orientação das camadas de fibra durante a fabricação. Mais quanto mais forte o tubo, menos flexível ele se torna.

Charles Tavner, diretor de operações da Magma Global, que trabalha com a TechnipFMC e a Ocyan no Brasil em aplicações TCP para desenvolvimento em águas profundas, diz que a mudança para sistemas de riser totalmente TCP exigirá o desenvolvimento de uma frota de instalação especializada que possa lidar com bobinas maiores, dado o raio de curvatura mais amplo para o TCP construído com especificações de tensão axial extrema.

"Os operadores reconhecem que, a longo prazo, isso não é um problema. Mas, no médio prazo, você precisa jogar as cartas que recebe", diz ele. O híbrido proposto pelo TechnipFMC usando o M-Pipe baseado em PEEK da Magma em um flexível tradicional, "elimina grande parte da complexidade do flexível", diz Tavner.

A combinação de TCP e uma armadura

externa lhe confere capacidade de tensão, um pouco mais de peso para que ele se comporte na água, mas ainda assim entra em um carretel convencional.

Eles podem colá-lo em um recipiente convencional (suporte de tubulação), podem instalá-lo com todos os seus equipamentos padrão, podem tratá-lo como um flexível, mas de uma só vez eles removem o problema de trincas por corrosão sob tensão".

A Airborne Oil & Gas, a rival mais próxima da Magma na TCP, insiste que seu riser totalmente TCP baseado em PVDF em desenvolvimento no Brasil seja compatível com os navios de instalação disponíveis no momento, bem como capaz de lidar com altas temperaturas, pressão extrema e corrosivos, como dióxido de carbono e sulfato de hidrogênio.

"A instalação desde o primeiro dia tem sido uma parte muito importante do projeto e desenvolvimento do riser", diz o chefe de tecnologia da Airborne, Henk de Boer. A Airborne conduziu uma extensa análise de projetos com base em cerca de 15 polímeros diferentes e cinco fibras, diz ele.

"Fora dessa análise, considerando a instabilidade, a gravidade e os custos específicos, o PVDF em fibra de carbono foi a solução ideal para risers em águas profundas", diz de Boer.

A Airborne também desenvolveu um revestimento de peso baseado no mesmo polímero, mas utiliza cargas pesadas no lugar da fibra.

## FIELD DEVELOPMENT

# P-70 FPSO expected in Brazil by early 2020

**Floater destined for Atapu field**  
expected to set sail from COOEC  
within next few weeks

**FABIO PALMIGIANI**

Rio de Janeiro

THE P-70 floating production, storage and offloading vessel is expected to arrive in Brazilian waters by early next year in preparation to begin operations for state-controlled operator Petrobras at the Atapu pre-salt field in the Santos basin.

Physical progress on the FPSO is now said to have surpassed 97%

and the unit, which is being built at China's Offshore Oil Engineering Company (COOEC), is expected to set sail from Asia within the next few weeks.

"We expect to receive the P-70 either in late 2019 or early 2020," said Petrobras production development and technology director Rudimar Lorenzatto. The FPSO is



**Flashback: the mating of the P-70 FPSO hull at Cosco shipyard in an earlier phase of construction**

Photo: COSCO

one of six replica units originally ordered at Brazilian shipyards that later had their construction transferred to China.

According to Petrobras, 10 development wells have been

drilled in Atapu ahead of first oil, of which two have been completed already.

In the Campos basin, meanwhile, Petrobras has discontinued operations at the P-37 FPSO and the P-09 platform in the Marlim and Corvina fields, respectively, resulting in impairments of 1.9 billion reais (\$475 million) in the third quarter.

The impairment slightly affected the company's results, but Petrobras still managed to report a strong net profit of 9.09 billion reais in the third quarter, up 36.8% from the same period a year ago, reflecting the increase in oil and gas production and capital gains from the sale of a stake in distribution subsidiary BR Distribuidora.

Despite the charge booked for the P-37 and P-09 units, Petrobras says it remains committed to

investments in the Campos basin in a bid to keep production at sustainable levels.

"The Campos basin is currently producing about 1 million barrels of oil equivalent per day and the goal is to keep output at those levels in the long-term," said Petrobras exploration and production director Carlos Alberto Pereira de Oliveira.

In order to achieve that target, Petrobras is focusing on restoring output at its more profitable assets, while also acquiring fresh exploration blocks in new bid rounds.

Petrobras intends to invest \$21 billion in the Campos basin by 2023 in projects that will include revitalisation of Marlim, a new FPSO in the Parque das Baleias complex and initiatives to improve the recovery factor in the Roncador field.

## P-70 deve chegar ao Brasil até o início de 2020

O FPSO P-70 deve chegar em águas brasileiras no início do próximo ano, em preparação para iniciar as operações da Petrobras no campo do pré-sal de Atapu na bacia de Santos.

O progresso físico no FPSO ultrapassou 97% e a unidade, que está sendo construída na China Offshore Oil Engineering Company (COOEC), deve partir da Ásia nas próximas semanas.

"Esperamos receber a P-70 no final de 2019 ou no início de 2020", disse o diretor de desenvolvimento da produção e tecnologia da Petrobras, Rudimar Lorenzatto.

O FPSO é uma das seis unidades replicantes originalmente encomendadas em estaleiros brasileiros que depois foram transferidos para a China.

Segundo a Petrobras, 10 poços de desenvolvimento foram perfurados em Atapu, dos quais dois já foram concluídos.

Enquanto isso, na bacia de Campos, a Petrobras interrompeu as operações no FPSO P-37 e na plataforma P-09 nos campos de Marlim e Corvina, respectivamente, resultando em amortizações de 1,9 bilhão de reais (US\$ 475 milhões) no terceiro trimestre.

O impairment afetou levemente os resultados da empresa, mas a Petrobras ainda conseguiu registrar um forte lucro líquido de 9,09 bilhões de reais no terceiro trimestre, um aumento de 36,8% em relação ao mesmo período do ano anterior, refletindo o aumento na produção de petróleo e gás e ganhos de capital da venda de uma participação na BR Distribuidora.

Apesar do impairment com as unidades P-37 e P-09, a Petrobras afirma estar comprometida com investimentos na bacia de Campos, em uma tentativa de manter a produção em níveis sustentáveis.

"A bacia de Campos está atualmente produzindo cerca de 1 milhão de barris de óleo equivalente por dia e o objetivo é manter a produção nesses níveis a longo prazo", disse o diretor de exploração e produção da Petrobras, Carlos Alberto Pereira de Oliveira.

Para atingir essa meta, a Petrobras está se concentrando em restaurar a produção em seus ativos mais rentáveis, além de adquirir novos blocos de exploração em novas rodadas de licitações.

A Petrobras pretende investir US\$ 21 bilhões na bacia de Campos até 2023 em projetos que incluirão a revitalização de Marlim, um novo FPSO no Parque das Baleias e iniciativas para melhorar o fator de recuperação no campo de Roncador.

## 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".



**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 Wadihana 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) 66-2-553-2820-1 (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](http://www.kiswire.com)

## CAMPOS BASIN

# Petrobras targets Forno test

**P-31 FPSO** to carry out planned 12-month EWT at pre-salt field inside **Albacora ring-fenced area**

**FABIO PALMIGIANI**

Rio de Janeiro

BRAZILIAN oil giant Petrobras plans to start a long-awaited extended well test at the Forno pre-salt discovery in the Campos basin by the end of the year as it looks to acquire more knowledge about the play, which is located inside the ring-fenced area of the mature Albacora field.

A well-informed source told Upstream that the 12-month test will be carried out via the P-31 floating production, storage and offloading vessel.

Upstream understands the turreted-moored FPSO has been undergoing extensive maintenance and upgrade work ahead of the planned test, which will see the 6-BRSA-899D-RJS well linked to the unit.

The GranEnergia-owned semi-submersible flootel CSS Olympia is presently on hire at the Albacora field providing accommodation services.

Petrobras estimates the 6-BRSA-899D-RJS well at Forno can produce about 11,600 barrels per day of 31 degrees API oil without the need for water or gas injection.

The company originally intended to run the Forno EWT in late 2016 using the Petrojarl Cidade de Rio das Ostras FPSO, but delays in obtaining the environmental licence from federal regulator Ibama forced it to postpone those plans.

Petrobras made the Forno pre-salt find in early 2011 at deeper



**On location:** the CSS Olympia is currently providing accommodation services at the Albacora field

Photo: GRANENERGIA

horizons inside Albacora in Aptian-age carbonates of the Macabu formation.

The company detected an oil column between 4458 and 4713 metres and ran a drillstem test in the same year.

However, it never placed the find on stream, despite indications that Forno alone could hold about 350 million barrels of recoverable reserves.

Petrobras hinted in the past that, depending on the EWT results, it may consider the installation of a new production unit at Albacora to produce from the Forno reservoir.

Albacora is currently producing about 17,000 bpd from the P-31 FPSO and from the P-25 semi-submersible production platform.

Petrobras began oil production at Albacora in October 1987 from turbidite sandstones in the Carapebus formation.

Output peaked at about 160,000 bpd in 1999 and has been declining since then.

## Petrobras prepara teste na descoberta de Forno

A Petrobras planeja iniciar um teste de longa duração há muito aguardado na descoberta do pré-sal de Forno na bacia de Campos até o final do ano, à medida que procura adquirir mais conhecimento sobre a área, localizada dentro do ring-fence do campo de Albacora.

Uma fonte bem informada disse ao Upstream que o TLD de 12 meses será realizado através do FPSO P-31.

O Upstream entende que o FPSO está passando por extensos trabalhos de manutenção e atualização antes do planejado teste, que verá o poço 6-BRSA-899D-RJS sendo conectado à unidade.

Atualmente, o flootel semi-submersível CSS Olympia, de propriedade da GranEnergia, está trabalhando no campo de Albacora fornecendo serviços de acomodação.

A Petrobras estima que o poço 6-BRSA-899D-RJS em Forno possa produzir cerca de 11.600 barris por dia de óleo API de 31 graus sem a necessidade de injeção de água ou gás.

Originalmente, a empresa pretendia executar o TLD de Forno no final de 2016 usando o FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras, mas os atrasos na obtenção da licença ambiental por parte do Ibama obrigaram-na a adiar esses planos.

A Petrobras fez a descoberta do pré-sal de Forno no início de 2011 em horizontes mais profundos dentro de Albacora em carbonatos de idade aptiana da formação Macabu.

A empresa detectou uma coluna de óleo entre 4.458 e 4.713 metros e realizou um teste de formação no mesmo ano.

No entanto, nunca colocou a descoberta em operação, apesar das indicações de que Forno sozinho poderia deter cerca de 350 milhões de barris de reservas recuperáveis.

A Petrobras deu a entender no passado que, dependendo dos resultados do TLD, poderia considerar a instalação de uma nova unidade de produção em Albacora para produzir a partir do reservatório de Forno.

Atualmente, Albacora está produzindo cerca de 17.000 bpd a partir do FPSO P-31 e da plataforma de produção semi-submersível P-25.

A Petrobras iniciou a produção de petróleo em Albacora em outubro de 1987 a partir de arenitos turbidíticos na formação Carapebus.

A produção atingiu cerca de 160.000 bpd em 1999 e vem diminuindo desde então.

**COSL Your Reliable Partner**



• Geophysical • Drilling • WellTech • Oilfield Chemicals • Production Optimization • Marine Support Services

## 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

## AIE sugere oportunidades com eólica offshore

"GRANDES oportunidades de negócios" existem para empresas de petróleo e gás, pois a indústria eólica offshore está pronta para um crescimento explosivo nas próximas duas décadas em meio a esforços para promover o fornecimento de energia com baixo carbono, de acordo com uma nova pesquisa da Agência Internacional de Energia (AIE).

A agência disse que a capacidade eólica global offshore pode aumentar 15 vezes e atrair cerca de US\$ 1 trilhão em investimentos até 2040.

"Isso é impulsionado pela queda de custos, políticas governamentais de apoio e algum progresso tecnológico notável, como turbinas maiores e unidade flutuantes", disse o Offshore Wind Outlook da AIE.

A agência acrescentou que "existem grandes oportunidades de negócios para as empresas do setor de petróleo e gás aproveitarem sua experiência offshore" durante essa expansão, com uma estimativa de 40% dos custos de vida útil de um projeto eólico offshore, incluindo construção e manutenção, tendo sinergias significativas com o setor offshore de petróleo e gás.

"Isso se traduz em uma oportunidade de mercado de US\$ 400 bilhões ou mais ... nas próximas duas décadas", afirmou.

No entanto, o estudo global observou que o aumento nos investimentos que espera é "apenas o começo", pois a tecnologia eólica tem o potencial de crescer muito mais fortemente com o apoio intensificado dos formuladores de políticas.

"Na década passada, duas áreas principais de inovação tecnológica foram revolucionárias no sistema de energia, reduzindo substancialmente os custos: a revolução do xisto e o aumento da energia solar fotovoltaica", disse o diretor executivo da AIE, Fatih Birol. "A energia eólica offshore tem o potencial de se unir a eles em termos de redução de custos".

A análise da AIE constatou que a capacidade eólica offshore na União Europeia é de quase 20 gigawatts e deve aumentar para quase 130 GW em 2040.

No entanto, se a UE atingir seus objetivos de neutralidade de carbono, a capacidade eólica offshore saltará para cerca de 180 GW nas próximas duas décadas e se tornará a maior fonte única de eletricidade da região, disse a AIE.

A China também deve desempenhar um papel importante no crescimento de longo prazo da energia eólica offshore, impulsionada pelos esforços para reduzir a poluição do ar.

A tecnologia é particularmente atraente na China porque os parques eólicos offshore podem ser construídos perto dos principais centros populacionais espalhados pelo leste e sul do país. "Por volta de 2025, é provável que a China tenha a maior frota eólica offshore de qualquer país, ultrapassando o Reino Unido", segundo o relatório.

A capacidade eólica offshore da China deve subir de 4 GW hoje para 110 GW até 2040, mas políticas projetadas para atender às metas globais de energia sustentável podem elevar isso para acima de 170 GW, disse a AIE.

Enquanto isso, a enorme promessa de energia eólica offshore é enfatizada pelo desenvolvimento de turbinas flutuantes que podem ser implantadas no mar.

"A energia eólica offshore atualmente fornece apenas 0,3% da geração global de energia, mas seu potencial é vasto", afirmou Birol. "Cada vez mais esse potencial está ao nosso alcance, mas ainda há muito trabalho a ser feito pelos governos e pela indústria para que ele se torne um dos pilares das transições de energia limpa."

## ENERGY TRANSITION



Report: IEA executive director Fatih Birol

Photo: RUSSELL MCCULLEY

# IEA urges wind of change for oil and gas players

**Global offshore windfarm capacity expected to increase 25-fold by 2040, offering major opportunities for industry**

**ANAMARIA DEDULEASA**

Rio de Janeiro

"HUGE business opportunities" exist for oil and gas companies as the offshore wind industry is set for explosive growth over the next two decades amid efforts to promote low carbon energy supply, according to new research from the International Energy Agency (IEA).

The Paris-based agency said global offshore wind capacity may increase 15-fold and attract around \$1 trillion of cumulative investment by 2040.

"This is driven by falling costs, supportive government policies and some remarkable technological progress, such as larger turbines and floating foundations," said the IEA's 2019 Offshore Wind Outlook.

The agency added that "huge business opportunities exist for oil and gas sector companies to draw on their offshore expertise"

during this expansion, with an estimated 40% of the lifetime costs of an offshore wind project, including construction and maintenance, having significant synergies with the offshore oil and gas sector.

"That translates into a market opportunity of \$400 billion or more... over the next two decades," it said.

However, the global study noted that the boost in investments it expects is "just the start", as wind technology has the potential to grow far more strongly with stepped-up support from policy makers.

"In the past decade, two major areas of technological innovation have been game-changers in the energy system by substantially driving down costs: the shale revolution and the rise of solar PV [photovoltaics]," IEA executive

director Fatih Birol said. "Offshore wind has the potential to join their ranks in terms of steep cost reduction."

The IEA analysis found that offshore wind capacity in the European Union stands at almost 20 gigawatts and is set to rise to nearly 130 GW by 2040.

However, if the EU reaches its carbon-neutrality aims, offshore wind capacity would jump to around 180 GW over the next two decades and become the region's largest single source of electricity, the IEA said.

China is also set to play a major role in offshore wind's long-term growth, driven by efforts to reduce air pollution.

The technology is particularly attractive in China because offshore wind farms can be built near major population centres spread around the east and south

of the country. "By around 2025, China is likely to have the largest offshore wind fleet of any country, overtaking the UK," according to the report.

China's offshore wind capacity is set to rise from 4 GW today to 110 GW by 2040, but policies designed to meet global sustainable energy goals could push that to above 170 GW, the IEA said.

Meanwhile, the huge promise of offshore wind is underscored by the development of floating turbines that could be deployed further out at sea.

"Offshore wind currently provides just 0.3% of global power generation, but its potential is vast," Birol said. "More and more of that potential is coming within reach, but much work remains to be done by governments and industry for it to become a mainstay of clean energy transitions."

## EUROPE

# Equinor widens electric drive

**Sleipner and Gudrun** to be included in Utsira High area **electrification solution off Norway**

STEVE MARSHALL and  
OLE KETIL HELGESEN

Oslo and Stavanger

NORWAY'S Equinor has secured an arrangement to include its Sleipner and Gudrun fields within an area-wide electrification solution for platforms in the country's Utsira High area.

An agreement has been reached between partners in the Equinor-operated Johan Sverdrup field and those in surrounding fields for a power solution that will see Sverdrup serve as an electrification hub in the area.

This area-wide solution was originally planned to encompass Equinor's Ivar Aasen and Gina Krog fields, and Lundin Norway's Edvard Grieg, as well as Johan Sverdrup, which is powered with electricity via a 100-megawatt cable from shore after starting up earlier this month.

This is due to be implemented in 2022 via a further power cable from shore to be hooked up to the new processing platform that will be installed under phase two of Johan Sverdrup.

Equinor confirmed on Monday that the Sleipner field centre and Gudrun platform, which are presently powered by gas turbines, will also be connected to the Utsira High network.

This will facilitate "partial electrification" at Sleipner, which already supplies power to Gudrun via an existing cable, the company said.

The Sleipner partners are due to make a final investment decision in the second quarter of 2020.

## Equinor amplia rede elétrica no offshore

A petrolífera norueguesa Equinor conseguiu um acordo para incluir seus campos Sleipner e Gudrun em uma solução de eletrificação para plataformas na área de Utsira High do país.

Foi alcançado um acordo entre os parceiros no campo de Johan Sverdrup, operado pela Equinor, e os que estão nos campos ao redor para uma solução de energia que fará com que Sverdrup sirva como um hub de eletrificação na área.

Esta solução foi originalmente planejada para abranger os campos de Ivar Aasen e Gina Krog, da Equinor, e Edvard Grieg, da Lundin, bem como Johan Sverdrup, que é alimentado com eletricidade através de um cabo de 100 megawatts da costa.

Isso deve ser implementado em 2022 por meio de um cabo de energia adicional da costa a ser conectado à nova plataforma de processamento que será instalada na fase dois de Johan Sverdrup.

A Equinor confirmou na segunda-feira que o campo Sleipner e a plataforma Gudrun, que atualmente são alimentados por turbinas a gás, também serão conectados à rede Utsira High.

Isso facilitará a "eletrificação parcial" de Sleipner, que já fornece energia para Gudrun através de um cabo existente, informou a empresa.

Os parceiros no campo de Sleipner devem tomar uma decisão final de investimento no segundo trimestre de 2020.

## IMPROVE MPD OPERATIONS

### Oil States MPD Integration Joint

- **Lightweight & compact for improved handling**
- **Dual retrievable annular packers**
- **Hands-free flowline & umbilical connections**
- **Designed for ease of maintenance**
- **Customizable for individual rig/users needs**
- **Option for automated make-up Merlin™ Riser**



VISIT US  
BOOTH B04

**Oil States**  
oilstates.com

## Pemex registra prejuízo mas produção sobe

A petrolífera mexicana Pemex registrou um pequeno aumento na produção de petróleo no terceiro trimestre, com o valor crescendo 1,2% para 1,694 milhão de barris por dia em comparação com o segundo trimestre de 2019.

A empresa divulgou o marco em meio à sua luta de 14 anos com a produção em declínio, embora o número do terceiro trimestre ainda tenha sido uma queda de 6,7% em comparação com o total de 1,816 milhão de bpd no mesmo período do ano passado.

A produção total de gás e petróleo caiu 3,6% ano a ano para 2,503 milhões de barris de petróleo equivalente por dia.

A empresa registrou um prejuízo de 87,8 bilhões de pesos (US\$ 4,7 bilhões) no terceiro trimestre, afetada por perdas cambiais, com o peso perdendo terreno em relação ao dólar e à libra esterlina.

Isto comparado a um lucro de 26,8 bilhões de pesos no mesmo período do ano passado.

As receitas totais caíram 20% para 350,4 bilhões de pesos em relação ao período de 2018, afetadas por preços mais baixos de commodities e volumes de vendas mais baixos.

A companhia estatal atribuiu o crescimento na produção a melhores práticas de manutenção e a entrada antecipada de poços de produção. O campo terrestre de Ixachi registrou uma produção inicial de cerca de 5.000 bpd durante o período.

Também contribuíram as áreas de Ixtal, Onel e Kaz, na região marinha do sudoeste, com um total de 31.000 bpd, e os campos Eden-Jolote, Teotlaco e Samaria, na região sul, com um total de 10.000 bpd.

A Pemex relatou três descobertas na área do projeto Uchukil com três poços de exploração - Ichilan-1EXP, Tlamatinini-1EXP e Tema-1.

A empresa atribuiu uma estimativa de reserva provada, provável e possível de 94 milhões de boe para as três descobertas. Essas mudanças foram registradas quando a administração do presidente mexicano, Andrés Manuel Lopez Obrador, redobrou os esforços de investimento na Pemex com objetivos de aumentar a produção doméstica.

Um total de 16 dos 22 campos prioritários designados pela administração recebeu aprovação do regulador mexicano CNH.

A primeira produção desse lote de campos, do poço Xikin-22, está prevista para breve.

A companhia espera produzir cerca de 50.000 bpd de petróleo bruto e 97 bilhões de pés cúbicos de gás em nove desses campos até o final do ano.

## MEXICO



**Home base:** the Pemex headquarters in Mexico City

Photo: REUTERS/SCANPIX

# Pemex falls to loss but reports output increase

**State-led Mexican oil company** struggles but shows production gains

KATHRINE SCHMIDT

Rio de Janeiro

MEXICAN state oil company Pemex posted a small sequential increase in crude production in the third quarter, with output growing by 1.2% to 1.694 million barrels per day compared to the second quarter of 2019.

The company touted the milestone amid its 14-year struggle with declining production, though the third-quarter figure was still a decrease of 6.7% compared to the total of 1.816 million bpd in the same period last year.

Total output of both gas and oil was down year-on-year by 3.6% to 2.503 million barrels of oil equivalent per day.

Otherwise the company con-

tended with more red ink in the quarter, falling to a loss of 87.8 billion pesos (\$4.7 billion) as it was hammered by foreign exchange losses with the peso losing ground against the US dollar and British pound.

That compared to a profit of 26.8 billion pesos in the same period last year.

Total sales fell by 20% to 350.4 billion pesos compared to the 2018 timeframe, affected by both lower commodity prices and lower sales volumes.

The state oil company attributed its production improvements to ongoing business plan goals, better maintenance and early pro-

duction from new fields. The onshore Ixachi field began early output of about 5000 bpd during the period.

Also contributing were the areas of Ixtal, Onel and Kaz in the south-west marine region, for a total of 31,000 bpd, and the Eden-Jolote, Teotlaco and Samaria fields in the south region for a total of 10,000 bpd.

Pemex reported three discoveries in the Uchukil project area with three exploration wells — Ichilan-1EXP, Tlamatinini-1EXP and Tema-1.

The company assigned a proven, probable and possible reserve estimate of 94 million boe for the

three finds. Those changes were registered as the administration of Mexican President Andres Manuel Lopez Obrador has redoubled investment efforts in Pemex with goals of increasing domestic production.

A total of 16 of the 22 priority fields designated by management have received approval from the CNH.

First production from that batch of fields, from the Xikin-22 well, is expected shortly.

The state oil company expects to be producing about 50,000 bpd of crude and 97 billion cubic feet of gas from nine of those fields by the end of the year.

**COME AND EXPLORE OUR INNOVATIVE OFFSHORE SOLUTIONS AT OTC BRASIL 2019**

**BOOTH D38**



**ROYALIHC.COM**



**THE TECHNOLOGY INNOVATOR.**

MEXICO

# Abkatun-A2 ready for Pemex

US contractor **McDermott International** hands over platform to **Mexican state player**

EOIN O'CINNEIDE

London

STATE oil company Pemex is gearing up to start commercial operations via its new Abkatun-A2 platform in the Bay of Campeche off Mexico after US contractor McDermott International revealed it has substantially completed the facility.

The platform, which will provide production capacity of 220,000 barrels per day of oil and 352 million cubic feet of natural gas per day, has been handed over to Pemex.

It will provide replacement and expansion capabilities to the existing Ku-Maloob-Zoop, Cantarell and Ayatsil facilities.

McDermott used its Derrick Barge 50 and Intermac 650 vessels to transport and install the platform, which was built at its Altamira facility in Mexico.

The \$454 million engineering, procurement, construction and installation project included fabrication of the platform and associated structures weighing in at about 25,900 tonnes.

"The project demonstrates our ability to deliver a vertically integrated, turnkey EPCI solution to build and commission platforms and associated structures utilising our project management, engineering and fabrication teams in Mexico," said Mark Coscio, McDermott's senior vice president for North, Central and South America.

## Pemex recebe plataforma Abkatun A-2

A empresa estatal de petróleo Pemex está se preparando para iniciar operações comerciais através de sua nova plataforma Abkatun-A2 na Baía de Campeche, no México, depois que a empreiteira americana McDermott International revelou que concluiu substancialmente a instalação.

A plataforma, que fornecerá capacidade de produção de 220,000 barris por dia de petróleo e 352 milhões de pés cúbicos de gás natural por dia, foi entregue à Pemex.

Fornecerá recursos de substituição e expansão para as instalações existentes de Ku-Maloob-Zoop, Cantarell e Ayatsil.

A McDermott usou suas embarcações Derrick Barge 50 e Intermac 650 para transportar e instalar a plataforma, que foi construída em suas instalações de Altamira, no México.

O projeto de engenharia, suprimento, construção e instalação de US \$ 454 milhões incluiu a fabricação da plataforma e estruturas associadas, pesando cerca de 25.900 toneladas.

"O projeto demonstra nossa capacidade de fornecer uma solução EPCI verticalmente integrada, pronta para construir e comissionar plataformas e estruturas associadas, utilizando nossas equipes de gerenciamento de projetos, engenharia e fabricação no México", disse Mark Coscio, vice-presidente sênior de McDermott para as regiões Norte, Central e Sul. América.

**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@chinaws.com

[www.chinaws.com](http://www.chinaws.com)



SWS official website and wechat

## AFRICA

# BP celebrates Orca-1 gas discovery off Mauritania

**Latest find and earlier BiAllah discovery estimated to hold about 50 Tcf of gas in place**

JOSH LEWIS and EOIN O'CINNEIDE  
London and Perth

UK supermajor BP has made a major natural gas discovery with the Orca-1 exploration well in the BirAllah area off Mauritania.

Joint venture partner Kosmos Energy said on Monday that the Orca-1 well had reached a depth of 5266 metres and intersected 36 metres of net gas pay in excellent quality reservoirs, which it said exceeded pre-drill expectations.

BP later confirmed the discovery to Upstream, saying: "We can confirm a positive result from the Orca-1 exploration well in Block C8 offshore Mauritania."

BP said the well was drilled in 2510 metres of water by the drillship Valaris DS-12 and, for now was staying a little more cautious on the result, saying that Orca-1 had encountered gas "in line with our pre-drill expectations".

"Operations are continuing and further work will be necessary to appraise the discovery and estimate resources," BP added, without providing an estimate on the size of the discovery.

Dallas-based independent Kosmos said the well also extended the Cenomanian play fairway by confirming 11 metres of net gas pay in a down-structure position relative to the original Marsouin-1 discovery well, which was drilled on the crest of the anticline.

Orca-1 was drilled about 7.5 kilometres from the crest of the anticline and proved both the structural and stratigraphic trap of the Orca prospect, which Kosmos estimates holds about 13 trillion cubic feet of mean gas initially in place.

Based on analysis of drilling results and logging data, Mar-



Looking ahead: incoming BP chief executive Bernard Looney

Photo: BP

souin-1 hit at least 70 metres of net gas pay in Upper and Lower Cenomanian intervals with excellent quality reservoir sands.

"Orca-1, which we believe is the largest deep-water hydrocarbon discovery in the world so far this year, further demonstrates the world-scale quality of the Mauritania gas basin," Kosmos chief executive Andy Inglis said.

"With sufficient resource in

place at the BirAllah hub, Kosmos looks forward to working with the Government of Mauritania and its partners to bring benefits to the people of Mauritania through the development of cost competitive, low carbon intensity projects."

Kosmos believes the Orca find along with the earlier BirAllah discovery (formally known as Marsouin) has de-risked up to 50 Tcf of gas initially in place in the

Cenomanian and Albion plays in the BirAllah area.

It added it believes the potential resources in the BirAllah area are "more than sufficient" to support a liquefied natural gas project.

The Orca-1 well was drilled about 125 kilometres off Mauritania.

Partners in the BirAllah hub include BP, Kosmos and Mauritanian state-run player SMHMPM.

## BP celebra descoberta gigante na Mauritânia

A petrolífera britânica BP fez uma grande descoberta de gás natural com o poço de exploração Orca-1 na área de BirAllah, na Mauritânia.

A parceira da joint venture Kosmos Energy disse na segunda-feira que o poço Orca-1 atingiu uma profundidade de 5.266 metros e cruzou 36 metros de net pay de gás em reservatórios de excelente qualidade, o que segundo a empresa superou as expectativas de pré-perfuração.

Mais tarde, a BP confirmou a descoberta para o Upstream, dizendo: "Podemos confirmar um resultado positivo do poço de exploração Orca-1 no Bloco C8 na costa da Mauritânia".

A BP disse que o poço foi perfurado em lâmina d'água de 2.510 metros pelo navio-sonda Valaris DS-12 e, por enquanto, estava ficando um pouco mais cautelosa com o resultado, dizendo que Orca-1 havia encontrado gás "de acordo com nossas expectativas de pré-perfuração".

"As operações continuam e serão necessários mais trabalhos para avaliar a descoberta e estimar os recursos", acrescentou a BP, sem fornecer uma estimativa do tamanho da descoberta.

A Kosmos disse que o poço também estendeu a área de descoberta em reservatórios do Cenomaniano, confirmado o net pay de 11 metros em uma posição abaixo da estrutura em relação ao poço original de descoberta Marsouin-1.

Orca-1 foi perfurado a cerca de 7,5 quilômetros e comprovou a trapa estrutural e estratigráfica do prospecto Orca que, segundo a Kosmos, contém inicialmente 13 trilhões de pés cúbicos de gás médio in situ.

Com base na análise dos resultados da perfuração e dos dados de perfilação, Marsouin-1 atingiu pelo menos 70 metros de net pay de gás em intervalos Cenomaniano Superior e Inferior com arenitos de reservatório de excelente qualidade.

"Orca-1, que acreditamos ser a maior descoberta de hidrocarbonetos em águas profundas do mundo até agora este ano, demonstra ainda mais a qualidade em escala mundial da bacia de gás da Mauritânia", disse o presidente-executivo da Kosmos, Andy Inglis.

"Com recursos suficientes no centro de BirAllah, a Kosmos espera trabalhar com o governo da Mauritânia e seus parceiros para trazer benefícios ao povo da Mauritânia por meio do desenvolvimento de projetos competitivos em termos de custos e com baixa intensidade de carbono."

A Kosmos acredita que a descoberta de Orca, juntamente com a descoberta anterior de BirAllah (anteriormente conhecida como Marsouin), possui recursos não-riscados de até 50 Tcf de gás in situ em reservatórios do Cenomaniano e Albiano.

A companhia acrescentou que acredita que os recursos potenciais na área de BirAllah são "mais que suficientes" para apoiar um projeto de gás natural liquefeito.

O poço Orca-1 foi perfurado a cerca de 125 quilômetros da costa da Mauritânia.

Os parceiros do hub BirAllah incluem a BP, A Kosmos e a estatal SMHMPM.

WE DO THE  
CAN'T BE DONE.

wood. make it possible

Visit us at booth B33