



# OTC BRASIL 2019

AN EVENT ORGANIZED BY IBP AND OTC

OFFICIAL SHOW DAILY  
PRODUCED BY

**upstream**

FRIDAY 1 NOVEMBER 2019 / SEXTA-FEIRA 1 NOVEMBRO 2019

upstreamonline.com

# ANP to launch decommissioning process consultation

## ANP lançará chamada pública para descomissionamento

Page 2

The Piranema Spirit is among the units in the process of being decommissioned  
Photo: PETROBRAS



## NEWS NOTÍCIAS



### Workers key to digital switch

Trabalhadores são fundamentais na digitalização **Page 3**

### ANP eyes fiscal changes to help boost output

ANP de olho em mudanças fiscais **Page 4**

### Call for more Brazil investment

Setor de gás clama por investimentos **Page 5**



Scenes from OTC Brasil **Pages 6&7**

### Brazil turns spotlight on offshore wind potential

Brasil pesquisa potencial de eólica offshore **Page 8**

### Oil States gets Sepia flexible joints job

Oil States e McDermott se unem para SURF de Sépia **Page 9**



### Deep-water Brazil to stay key to global oil supplies

Águas profundas no centro das atenções **Page 10**

OUR ATTITUDE GETS  
US INTO DEEP WATER.

wood. make it possible

## ANP prepara regulação para descomissionar

AUTORIDADES brasileiras devem lançar até o final deste ano um processo de consulta pública há muito aguardado projetado para revisar a estrutura regulatória para o descomissionamento de plataformas de produção offshore e infraestrutura submarina.

Desde 2014, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) busca atualizar procedimentos antigos e definir melhores conceitos relacionados ao abandono e descomissionamento de campos, tentando imitar as melhores práticas já adotadas no Mar do Norte e no Golfo do México.

Juntamente com a Marinha e o Ibama, a ANP é responsável por uma força-tarefa para elaborar uma nova legislação para o setor no momento em que as atividades de descomissionamento estão se tornando um tema importante, à medida que várias plataformas antigas se aproximam do fim de seus ciclos de vida.

“A informação que temos é que a ANP lançará este ano o regulamento para consulta pública”, disse o gerente de descomissionamento da Petrobras, Eduardo Zacaron, ao Upstream na conferência OTC Brasil 2019.

“Depois disso, os players do setor terão algum tempo para se posicionar, oferecer comentários e sugestões para serem analisados pela ANP, e então a regulamentação para o setor será publicada.”

“Considerando processos semelhantes de consulta pública conduzidos pela ANP ao longo dos anos, acredito que o novo regulamento será aprovado no início de 2020”, acrescentou.

Atualmente, existem 158 plataformas de produção no Brasil, das quais 64 têm mais de 25 anos e provavelmente serão aposentadas em breve.

Embora as regras sobre abandono de poços sejam relativamente claras, há muito a ser feito com relação ao descomissionamento de plataformas fixas e instalações submarinas, onde as regras existentes exigem a remoção definitiva de todos os equipamentos abandonados.

Segundo Zacaron, a Petrobras está atualmente trabalhando no descomissionamento de nove sistemas de produção no Brasil, incluindo três plataformas fixas no campo de Cação em águas rasas na bacia do Espírito Santo.

O Upstream informou no mês passado que a Triunfo parecia bem posicionado para receber o trabalho pioneiro de Cação após a desqualificação de outros dois concorrentes na licitação.

Embora Zacaron não tenha confirmado que a Triunfo é o principal candidato para o trabalho, ele disse que o processo de contratação está progredindo conforme o planejado.

Além de Cação, a Petrobras está em processo de descomissionamento do FPSO P-33 no campo de Marlim, do FPSO Piranema Spirit no campo de Piranema e das plataformas P-07, P-09, P-12 e P-15 nos campos de Bicudo, Corvina, Linguado e Pirauna, respectivamente.

## DECOMMISSIONING



Framework: Petrobras executive manager for decommissioning Eduardo Zacaron

Photo: PETROBRAS

# ANP gets set to launch decommission consultation

## Regulator to invite public comments on decommissioning of offshore platforms and infrastructure

FABIO PALMIGIANI

Rio de Janeiro

BRAZILIAN authorities are expected to launch by the end of this year a long-awaited public consultation process designed to review the regulatory framework for the decommissioning of offshore production platforms and subsea infrastructure.

Since 2014, the Brazilian National Petroleum Agency (ANP) has been looking at updating old procedures and better defining concepts related to field abandonment and decommissioning, trying to mimic the best practices already adopted in the North Sea and the US Gulf of Mexico.

Together with the Brazilian Navy and federal environmental regulator Ibama, the ANP is in charge of a task force to come up with new legislation for the sector at a time when decommissioning

activities are becoming a hot topic, as several old platforms are approaching the end of their life cycles.

“The information we have is that the ANP will launch this year the regulation for public consultation,” Petrobras decommissioning manager Eduardo Zacaron told Upstream on the sidelines of the OTC Brasil 2019 conference.

“After that, industry players will have some time to position themselves, offer comments and suggestions to be analysed by the ANP, and then the regulation for the sector is to be published.

“Considering similar public consultation processes conducted by the ANP over the years, I believe the new regulation will be approved in early 2020,” he added.

There are currently 158 produc-

tion platforms on the Brazilian continental shelf, of which 64 are more than 25 years old and are likely to be retired soon.

While the rules on well abandonment are relatively clear, there is much to be done regarding decommissioning fixed platforms and subsea installations, where existing rules demand the outright removal of all abandoned equipment.

According to Zacaron, Petrobras is currently working on the decommissioning of nine production systems in Brazil, including three fixed platforms in the shallow-water Cacao field in the Espírito Santo basin.

Upstream reported last month that Brazilian offshore logistics group Triunfo looked set to collect the pioneering Cacao job follow-

ing the disqualification of two other bidders in the tender.

While Zacaron did not confirm that Triunfo is the front-runner to land the work, he said the contracting process is progressing as scheduled.

Besides Cacao, Petrobras is in the process of decommissioning the P-33 floating production, storage and offloading vessel in the Marlim field, the Piranema Spirit FPSO on the Piranema field and the P-07, P-09, P-12 and P-15 semi-submersible platforms in the Bicudo, Corvina, Linguado and Pirauna fields, respectively.



DIGITALISATION

# Workers key to digital switch

**OTC Brasil** told that **engaging oil and gas personnel** is necessary to successful transformation

**ANAMARIA DEDULEASA**  
Rio de Janeiro

THE engagement of oil and gas workers in digitalisation is key to the successful implementation of digital technologies, according to a panel at OTC Brasil 2019.

As the industry's digital transformation continues, its application to deep-water facilities will reduce project life-cycle costs, while also enhancing production, enabling remote operations, improving personnel safety and reducing environmental pollution, speakers suggested.

However, a digitalised production facility requires the support of people, who need to be on board to enable fast implementation and implementation at scale.

Alberto Dias, global digital advisor for oil and gas at Microsoft said: "With digitalisation, as we transform business models, we don't just spot corrosion or leaks, or improve safety, but we can create an ecosystem where we can drive up the value of the project." "We need to work with people to

realise the impact we want," Soichi Ide, chief digital officer at Modec's Brazilian unit said. "It's important to have offshore workers on board so we can have them ask us what they need, and then we can work on delivering it."

Ingar Fossan, chief adviser at risk management consultancy Safetec added: "Human interaction with the technical and digital systems will play a vital role... We just need to make sure humans are equipped with the right skills and training and have sufficient time to execute the work safely."



Screen shot: Equinor uses digital technology at its Mariner installation

Photo: JAMIE BAIKIE/MICHAL WACHUCIK/EQUINOR

## Trabalhadores são fundamentais na digitalização

O engajamento dos trabalhadores de óleo e gás na digitalização é essencial para a implementação bem-sucedida de tecnologias digitais, de acordo com um painel da OTC Brasil 2019.

À medida que a transformação digital da indústria continua, sua aplicação em instalações de águas profundas reduzirá significativamente os custos do ciclo de vida de um projeto, além de melhorar a produção, possibilitar operações remotas, melhorar a segurança do pessoal e reduzir a poluição ambiental, sugeriram os palestrantes.

No entanto, uma instalação de produção digitalizada requer o

apoio de pessoas, que precisam estar a bordo para permitir rápida implementação e em escala.

Alberto Dias, consultor digital global de petróleo e gás da Microsoft, disse: "Com a digitalização, à medida que transformamos os modelos de negócios, não apenas detectamos corrosão ou vazamentos, ou melhoramos a segurança, mas podemos criar um ecossistema em que podemos impulsionar o valor do projeto."

"Precisamos trabalhar com as pessoas para perceber o impacto que queremos", disse Soichi Ide, diretora digital e vice-presidente

de operações da unidade brasileira da Modec. "É importante ter trabalhadores offshore a bordo para que eles possam nos perguntar o que precisamos e, então, podemos trabalhar para entregá-lo".

Além disso, Ingar Fossan, consultor-chefe da consultoria de gerenciamento de riscos Safetec, acrescentou: "A interação humana com os sistemas técnico e digital terá um papel vital... Precisamos apenas garantir que os humanos estejam equipados com as habilidades e o treinamento certos e tenham o suficiente tempo para executar o trabalho com segurança."



## 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](http://shell.com.br/rio)



## ANP de olho em mudanças fiscais

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) está de olho nas mudanças fiscais para ajudar as operadoras a aumentar o fator de recuperação nos campos offshore do país e está colaborando com a Diretoria de Petróleo da Noruega (NPD) para desenvolver uma estratégia adequada.

A superintendente de exploração da ANP, Marina Abelha Ferreira, disse a um painel na OTC Brasil 2019 que o aumento do fator de recuperação dos campos maduros do Brasil está na agenda do regulador.

“Sabemos que a receita tributária tem um grande papel”, disse Ferreira. “Para esse fim, lançamos recentemente uma nova resolução para ajudar a estimular o aumento da recuperação em campos maduros”.

Ferreira disse que a ANP entende que seria melhor reduzir impostos para apoiar as operadoras a aumentar o fator.

“Estamos em contato com o NPD para saber mais”, disse Ferreira.

A norueguesa Equinor atualmente possui um fator de recuperação de petróleo em sua plataforma continental de 52%, mas pretende aumentar para 60%.

“Para o gás, o fator de recuperação está perto de 77% e nossa ambição é atingir 85%”, disse Maria Clara Costa, gerente de reservatórios da Equinor no Brasil.

“Estamos buscando continuamente agregar mais valor ao nosso portfólio por meio de uma maior recuperação. Atingir nossa meta adicionará reservas de 7,5 bilhões de barris de óleo equivalente”, disse Costa.

“Para permitir isso, precisamos aumentar o fator de recuperação de uma maneira econômica, através de poços de baixo custo, tie-backs submarinos econômicos e soluções de produção de baixa pressão.

“Além disso, digitalização e geo-direção sísmica permanente”, disse ela.

Na Equinor, a eficiência e as melhorias na perfuração reduziram os custos dos poços em 40% desde 2013.

No entanto, a empresa pretende cortá-los em mais 50%, o que Costa disse que exigirá “uma mudança radical e novos conceitos radicais”.

Além disso, ela acrescentou que as regras fiscais são “muito importantes para permitir que as operadoras trabalhem no aumento da recuperação”.

No projeto de Carcará, a Equinor já está trabalhando para desenvolver um maior fator de recuperação antes mesmo de iniciar a produção.

“Estamos avaliando como tirar mais proveito desse campo. Mas as regras fiscais desempenham um papel muito importante para esse objetivo. Estamos confiantes nas interações entre o NPD e a ANP sobre como alterar os termos fiscais para ajudar a apoiar uma recuperação maior e prolongar a vida útil dos campos”, disse Costa.

“Isso é muito importante, porque até 1% a mais de recuperação traria valor.

“Portanto, alterar os termos fiscais para reduzir a entrada do governo e permitir a recuperação de mais volumes, com o tempo, potencialmente, agregaria mais valor ao governo e melhoraria as condições no Brasil”, afirmou Costa.

## POLITICS



Resolution: ANP superintendent of exploration Marina Abelha Ferreira

Photo: TOLGA SEZGIN/UPSTREAM

# ANP eyes fiscal changes to help boost output

**Brazilian regulator** working with NPD to develop strategy to help companies improve recovery factor at offshore fields

**ANAMARIA DEDULEASA**

Rio de Janeiro

**BRAZIL'S** National Petroleum Agency (ANP) is eyeing fiscal changes to help operators increase the recovery factor at the nation's offshore fields and is collaborating with the Norwegian Petroleum Directorate (NPD) to develop a suitable strategy.

ANP superintendent of exploration Marina Abelha Ferreira told a panel at OTC Brasil 2019 that increasing recovery from Brazil's mature fields is high on the regulator's agenda.

“We know that tax revenue plays a big role,” Ferreira said. “To this end, we recently launched a new resolution to help stimulate increased recovery on mature fields.”

Ferreira said the ANP understands it would be better to lower

taxes to support operators to increase value.

“We are in contact with the NPD to learn more,” Ferreira said.

Norwegian state-owned player Equinor currently has a recovery factor for oil on its continental shelf of 52%, but aims to increase that to 60%.

“For gas, the recovery factor is close to 77%, and our ambition is to reach 85%,” Maria Clara Costa, reservoir manager at Equinor in Brazil, said.

“We are continuously looking to add more value to our portfolio through increased recovery. Hitting our target will add reserves of 7.5 billion barrels of oil equivalent,” Costa said.

“To enable this, we need to increase recovery in a cost-effi-

cient way, with low-cost infill wells and advanced wells, cost-efficient subsea tie-backs and low-pressure production solutions.

“Also, digitalisation and permanent seismic geosteering,” she said.

At Equinor, drilling efficiency and improvements have brought well costs down by 40% since 2013.

However, the Norwegian player aims to cut them by an additional 50%, which Costa said will require “a step change and radical new concepts”.

But in addition, she added, fiscal rules are “very important to enable operators to work on increasing recovery”.

At the giant Carcara project, Equinor is already working to

develop increased recovery even before starting production.

“We are assessing how to make more from this field. But fiscal rules play a very important role for this goal. We are confident in the interactions between NPD and ANP about how to change the fiscal terms to help support increased recovery and extend the lifetime of fields,” Costa said.

“This is very important because even 1% more recovery would bring value.

“So, changing the fiscal terms to reduce the intake of the government while allowing more volumes to be recovered, would, over time, potentially deliver more value to the government and improve conditions in Brazil,” Costa said.

# 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

## INFRASTRUCTURE

# Call for more Brazil investment

Country urged **to do more to prepare** for market liberalisation

**ANAMARIA DEDULEASA**

Rio de Janeiro

BRAZIL is being urged to invest more in infrastructure to prepare for growth in the natural gas market as regulators look to push forward liberalisation.

Around 84% of Brazil's gas production is associated with oil production, with more than half coming from the pre-salt area, Rodrigo Lima, a Petrobras executive manager of natural gas pointed out during OTC Brasil 2019.

As pre-salt oil production grows, the nation will need to expand infrastructure to be able to deliver the gas to consumers.

"If all the projects coming to market between 2025 and 2030 are a success, we will need new infrastructure to match our needs," Lima said.

In addition, Petrobras is happy to open the gas market to other players as it looks to share financial risks with the ending of its monopoly over the next two to

three years, Lima added. "There is so much pre-salt potential, but to develop an (associated) natural gas market we require infrastructure and we need to share the costs because its deep-water and ultra-deepwater," he said.

Flavio Ofugi Rodrigues, head of government and regulatory affairs at Shell added: "Opening the gas market in Brazil is a long process because there is a lack of infrastructure. We have this gap which we need to address if we are going to maximise our reserves."

"Key to achieve this is more transparency to support and attract operators who believe in this market," Rodrigues said.



Expansion drive: a Petrobras worker at a gas pipeline station

Photo: AFP/SCANPIX

## Setor de gás clama por investimentos

O Brasil está sendo instado a investir mais em infraestrutura para se preparar para o crescimento do mercado de gás natural, à medida que os reguladores buscam impulsionar a liberalização.

Cerca de 84% da produção de gás do Brasil está associada à produção de petróleo, sendo que mais da metade vem do pré-sal, Rodrigo Lima, gerente executivo de gás natural da Petrobras, disse durante a OTC Brasil 2019.

À medida que a produção de petróleo no pré-sal cresce, o país precisará expandir a infraestrutura para poder entregar o gás aos consumidores.

"Se todos os projetos que chegarem ao mercado entre 2025 e 2030 forem um sucesso, precisaremos de nova infraestrutura para atender às nossas necessidades", disse Lima.

Além disso, a Petrobras está feliz em abrir o mercado de gás para outros participantes, pois busca compartilhar riscos financeiros com o fim de seu monopólio nos próximos dois a três anos, acrescentou Lima.

"Existe muito potencial para o pré-sal, mas para desenvolver um mercado (associado) de gás natural, precisamos de infraestrutura e precisamos compartilhar os custos porque são águas profundas e ultraprofundas", afirmou.

Flavio Ofugi Rodrigues, chefe de assuntos governamentais e regulatórios da Shell, acrescentou: "A abertura do mercado de gás no Brasil é um processo longo, porque há falta de infraestrutura. Temos essa lacuna que precisamos resolver para maximizar nossas reservas."

"A chave para conseguir isso é mais transparência para apoiar e atrair operadores que acreditam nesse mercado", afirmou Rodrigues.

# COOEC

An International Energy Service Contractor  
Providing **Innovative and Integrated EPCI Solution**

**Production**  
YAMAL PROJECT

## Fabrication

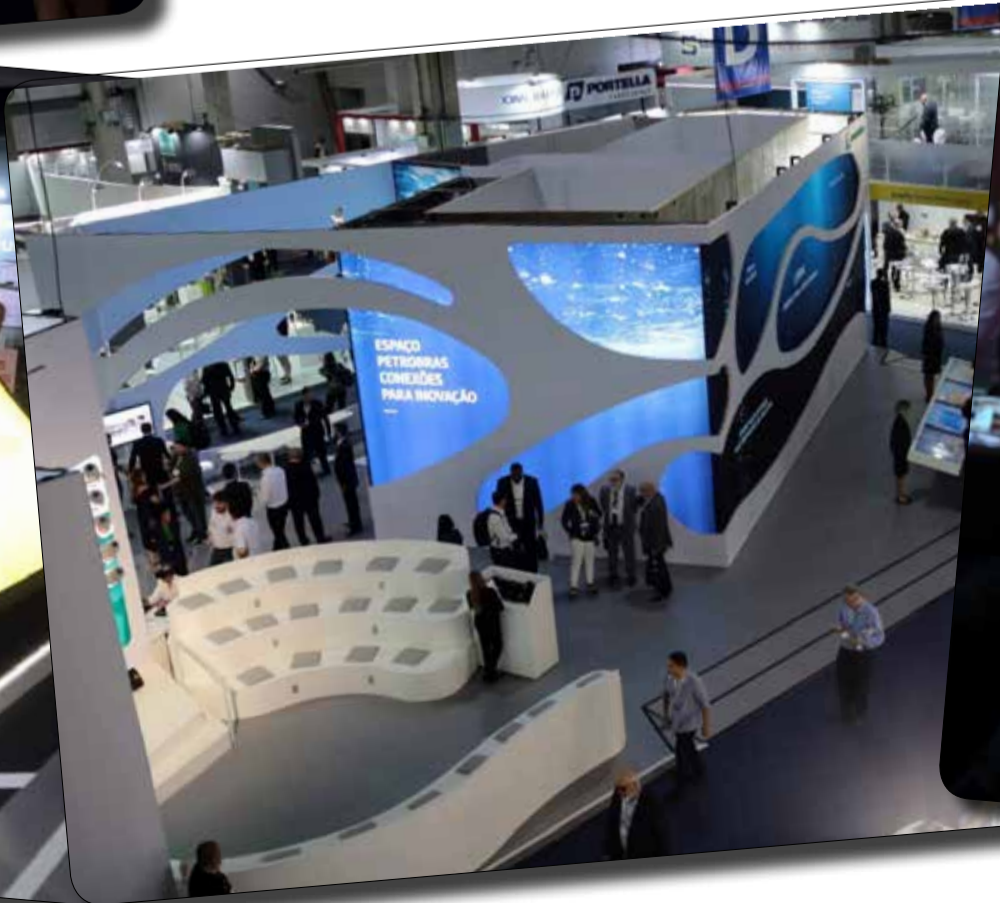
QINGDAO YARD

Annual Fabrication Capacity: 270,000t  
Total Area: 1,200,000m<sup>2</sup>  
Quay Water Depth: 10-12.4m  
Quay Line: 1,645m



WEB: [www.cnoocengineering.com](http://www.cnoocengineering.com)  
E-mail: [international@mail.cooec.com.cn](mailto:international@mail.cooec.com.cn)

# In the picture... scenes from



# the show at OTC Brasil 2019



## Brasil pesquisa potencial de eólica offshore

O Brasil está pesquisando o potencial da energia eólica offshore, com o objetivo de tornar o recurso de energia renovável parte de seus planos de expansão de energia que possam oferecer novas oportunidades significativas para os participantes do setor de petróleo e gás.

No entanto, um grande trabalho precisa ser feito sobre políticas, pois a tecnologia ainda não é competitiva na região, de acordo com um painel da OTC Brasil 2019.

O Ministério de Minas e Energia, em colaboração com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), lançou um processo de consulta pública para encontrar a melhor maneira de incluir a energia eólica offshore no plano de expansão de energia do Brasil, que oferecerá perspectivas para 2029.

Mariana De Assis Espécie, analista de pesquisa de energia da EPE, disse que a pesquisa sugere que o potencial de energia eólica offshore no Brasil é próximo de 697 gigawatts, o que equivale a energia de até 7 milhões de barris de óleo por dia.

A EPE disse que os parques eólicos podem ser construídos em lâmina d'água de até 50 metros da costa noroeste, sul e sudeste do Brasil. No entanto, a pesquisadora da EPE disse que os obstáculos legais e regulatórios precisam ser superados antes que o potencial de geração de energia possa começar a ser realizado.

"Temos incertezas sobre qual agência federal tem competência legal para arrendar áreas para exploração eólica offshore", disse De Assis.

"O desenvolvimento de energia eólica offshore em escala também imporá desafios adicionais ao planejamento do sistema de rede, que precisam ser pesquisados", acrescentou.

No entanto, De Assis disse que a EPE acredita que "sinergias significativas com a indústria de petróleo e gás podem ser úteis" no roteiro para o desenvolvimento de uma indústria eólica offshore.

Veronica Coelho Fernandes, vice-presidente sênior de licenças da Equinor, acrescentou: "A energia eólica offshore no Brasil ainda é cara hoje e corre o risco de falhar sem as políticas corretas. Mas acreditamos que há oportunidades significativas aqui para criação de valor.

"Precisamos de previsibilidade, metas de longo prazo e áreas de desenvolvimento claras para desbloquear esta oportunidade. O apoio do governo também é importante em novos mercados como o Brasil", argumentou Fernandes.

Rafael Torres, diretor de desenvolvimento de negócios da SBM Offshore no Brasil, acrescentou que o potencial eólico offshore está no desenvolvimento da tecnologia eólica flutuante.

"O futuro da geração de energia está no mar", disse Torres falando no mesmo painel. "Espera-se que a escala do mercado cresça significativamente nos próximos anos com a energia eólica offshore flutuante, onde o potencial é ainda maior do que em águas rasas".

Torres disse que o mercado eólico offshore flutuante pode atingir 100GW até 2050 em todo o mundo, depois que a indústria foi pioneira em 2017 pela Equinor com um projeto piloto na Escócia.

## RENEWABLE ENERGY



Pioneering scheme: Equinor's Hywind Tampen floating wind farm

Photo: EQUINOR

# Brazil turns spotlight on offshore wind potential

**New opportunities** for oil and gas companies as country investigates renewable energy source

**ANAMARIA DEDULEASA**

Rio de Janeiro

BRAZIL is researching the potential for offshore wind, aiming to make the renewable energy resource a part of its plans for energy expansion that could offer significant new opportunities for oil and gas companies.

However, major work needs to be done on policy as the technology is not yet competitive in the region, according to a panel at OTC Brazil 2019.

The Ministry of Energy, in collaboration with state-owned research company Empresa de Pesquisa Energetica (EPE), has launched a public consultation process to find the best way to include offshore wind in Brazil's energy expansion plan, which will offer an outlook to 2029.

Mariana De Assis Espécie, energy research analyst with EPE,

said their research suggests the potential for offshore wind in Brazil is close to 697 gigawatts, which is the energy equivalent of as much as 7 million barrels per day of oil.

EPE said wind farms could be built in waters of up to 50 metres off Brazil's northwest, southern and south-eastern coasts.

However, the EPE researcher said legal and regulatory hurdles need to be overcome before the power generation potential can begin to be realised.

"We have uncertainties about which federal agency has the legal competence to lease areas for offshore wind exploitation," De Assis said.

"Developing offshore wind at scale will also impose additional challenges to grid system plan-

ning, which need to be researched," she added.

Nevertheless, De Assis said EPE believes significant "synergies with the oil and gas industry can be helpful" on the roadmap to developing an offshore wind industry.

Veronica Coelho Fernandes, senior vice president of partner operated licences and area development at Norwegian operator Equinor, added: "Offshore wind in Brazil is still costly today and runs the risk of failing without the right policies in place. But we believe there are significant opportunities here for value creation.

"We need predictability, long term targets and clear development areas to unlock this opportunity. Government support is

also important in immature markets like Brazil," Fernandes argued.

Rafael Torres, business development director of SBM Offshore in Brazil added that further offshore wind potential lies with the development of floating wind technology.

"The future of energy generation is offshore," Torres said speaking on the same panel. "The scale of the market is expected to grow significantly over the coming years with floating offshore wind, where the potential is even higher than in shallow water."

Torres said the floating offshore wind market could reach 100 GW by 2050 globally, after the industry was pioneered in 2017 by Equinor with a pilot project off Scotland.



## FIELD DEVELOPMENT



Spotlight: the Carioca FPSO under construction at Cosco Shipping Heavy Industry in China earlier this year

Photo: MODEC

# Oil States gets Sepia flexible joints job

**McDermott** places sub-contract for floater **SURF** project

**GARETH CHETWYND**  
Rio de Janeiro

OIL States Industries has signed a contract with fellow US contractor McDermott International for the delivery of seven flexible joints that will form part of the subsea, umbilicals, risers and flowlines system serving the Carioca floating production, storage and off-loading unit on the Petrobras-operated Sepia field.

Representatives of McDermott and Oil States signed the contract during OTC Brasil 2019 in Rio de Janeiro, Upstream understands.

McDermott won a big SURF contract for the Sepia field in May, taking responsibility for engineering, procurement, construction and installation of subsea risers and flowlines for the first phase of the Sepia field development.

The project, which is in the engineering phase, also covers surveys, supply, installation and pre-commissioning of rigid pipelines, jumpers, buoyancy modules, strakes and riser monitoring systems for three production wells and four injector wells.

The pipelaying phase is expected to begin in 2021. Sepia is

the second of two major Petrobras subsea installation projects in motion at present, as TechnipFMC won the contract for the Mero-1 floater and is building a new rigid pipe fabrication and spool base at Acu port.

TechnipFMC is expected to use its pipelay and construction vessel Deep Blue for Mero, with the vessel already in Brazil to install rigid and flexible pipelines and associated structures for the second phase of development of Norwegian operator Equinor's Peregrino project in the Campos basin. There is also more subsea installation work looming.

Petrobras has already awarded contracts for the FPSOs that will be at the centre of the Mero-2 and Buzios-5 pre-salt projects, to SBM of the Netherlands and Japan's Modec respectively, and is set to receive bids for the corresponding SURF contracts at the end of 2019.

Both pre-salt SURF projects are attracting keen interest from industry leaders such as McDermott, TechnipFMC, Saipem and Subsea 7.

## Oil States e McDermott se unem para SURF de Sépia

A Oil States Industries assinou um contrato com a norte-americana McDermott International para a entrega de sete juntas flexíveis que farão parte do sistema submarino de umbilicais, risers e linhas de fluxo que irão servir ao FPSO da Petrobras no campo de Sépia.

Representantes da McDermott e da Oil States assinaram o contrato durante a OTC Brasil 2019 no Rio de Janeiro, entende o Upstream.

A McDermott ganhou um grande contrato SURF para o campo de Sépia em maio, assumindo a responsabilidade pela engenharia, fornecimento, construção e instalação de risers e linhas de fluxo submarinos para a primeira fase do campo, localizado a 278 quilômetros da costa do Rio de Janeiro.

O projeto, atualmente em fase de engenharia, também abrange pesquisa, fornecimento, instalação e pré-comissionamento de dutos rígidos, jumpers, módulos de flutuação, sistemas de monitoramento e risers para os três poços produtores e quatro poços injetores. A fase de instalação deve começar em 2021.

Sépia é o segundo de dois grandes projetos de instalação submarina em andamento no momento, pois a TechnipFMC venceu o contrato para o projeto de Mero-1 e está construindo uma nova base de fabricação de dutos rígidos e carretéis no porto do Açú.

A TechnipFMC deverá usar seu navio Deep Blue no projeto. A embarcação já está no Brasil para instalar dutos rígidos e flexíveis e estruturas associadas para a segunda fase de desenvolvimento do campo de águas rasas de Peregrino, da Equinor.

Também há mais trabalhos de instalação submarina.

A Petrobras já adjudicou contratos para os FPSOs dos projetos do pré-sal de Mero-2 e Búzios-5 para a SBM e a Modec, respectivamente, e deve receber ofertas pelos contratos SURF correspondentes no final do ano.

Ambos os projetos SURF do pré-sal estão atraindo grande interesse de líderes do setor, como McDermott, TechnipFMC, Saipem e Subsea 7.

## 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>

## Águas profundas no centro das atenções

O setor de águas profundas do Brasil estará no centro das atenções, à medida que a indústria global de energia desperta para um novo ciclo de oferta nas próximas décadas, de acordo com Stephen Greenlee, chefe de desenvolvimento de negócios globais da ExxonMobil.

Greenlee disse a uma audiência da OTC Brasil 2019 que as águas profundas do Brasil estão mostrando que são uma fonte competitiva de energia, juntamente com óleo e gás não convencionais da bacia Permian nos EUA.

Ele previu que o crescimento da população e o aumento dos padrões de vida continuariam a impulsionar o crescimento geral do consumo global de petróleo, atualmente em torno de 100 milhões de barris por dia.

“Também há um declínio inexorável de 5% a 7% a cada ano nos campos, o que cria uma tremenda barreira de demanda que precisa ser satisfeita por investimentos futuros”, disse Greenlee, argumentando que os projetos atuais já mostraram um déficit de 555 bilhões de barris.

“Se mantivermos esse perfil de produção entre 110 e 120 milhões de barris por dia, teremos desenvolvido 80% do petróleo conhecido até 2040.

“Parece que ainda haverá demanda significativa para o nosso produto em qualquer cenário, e podemos fazer isso como um desafio ou uma oportunidade”.

Greenlee insistiu que os recursos de águas profundas como os disponíveis no Brasil são competitivos, apesar dos relatórios recentes publicados pela Wood Mackenzie descrevendo 60 bilhões de barris de petróleo prontos para serem desenvolvidos a um custo inferior a US\$ 50 por barril na bacia Permian.

“Muitas empresas foram levadas a abandonar a produção convencional, mas acreditamos que os projetos em águas profundas são competitivos e muito atraentes”, disse Greenlee.

“É nas águas profundas que todas as recentes descobertas de campos supergigantes foram concentradas”, acrescentou.

O Brasil teve mais de seu quinhão dessas descobertas, produzindo mais novos barris na última década do que os próximos cinco países juntos, observou Greenlee.

“Os ativos em águas profundas também competem em medidas econômicas, oferecendo alguns dos retornos mais altos em nosso portfólio”, disse ele.

O Brasil, a Guiana e o Mediterrâneo Oriental foram identificados entre as locais offshore que trouxeram à empresa o mais espetacular sucesso nos últimos anos.

“No Brasil, fomos reduzidos a dois blocos há alguns anos, mas agora temos 30 áreas, e o Brasil ocupa uma parte muito significativa de nosso portfólio. Vemos as águas profundas aqui como muito competitivas comercialmente”, disse Greenlee.

Ele também lembrou ao público que a ExxonMobil está construindo uma posição recorde em águas profundas na África, com 50 milhões de área bruta em grande parte de nova fronteira.

Os recursos avançados do setor em áreas como tecnologia de perfuração e novas ferramentas sísmicas fornecem amplo incentivo, disse Greenlee.

“Veja o campo de Johan Sverdrup, na Noruega. Quem teria pensado que 3 bilhões de barris seriam encontrados bem no meio de todo esse desenvolvimento no Mar do Norte? Quem diria que faríamos tal descoberta no Chipre, no Mediterrâneo Oriental. Quem pensaria que haveria recursos nessa escala em carbonatos na bacia de Santos? Quem pensaria que haveria tais descobertas na Guiana, onde praticamente não existem estruturas, apenas trapas estratigráficas! Se o passado é uma indicação do futuro, haverá muito mais surpresas”, afirmou.

## INDUSTRY OUTLOOK



Looking ahead: Stephen Greenlee of ExxonMobil

Photo: TOLGA SEZGIN/UPSTREAM

# Deep-water Brazil to stay key to global oil supplies

**Sector to remain crucial in coming decades as new cycle of tight supply looms**

GARETH CHETWYND

Rio de Janeiro

BRAZIL'S deep-water sector will be at the centre of things as the global energy sector wakes up to a new cycle of tight supply over the coming decades, according to Stephen Greenlee, president of US supermajor ExxonMobil's upstream business development company.

Greenlee told an OTC Brasil 2019 audience that Brazil's deep-water is showing that it is a competitive source of energy, along with unconventional oil and gas from the Permian basin and liquefied natural gas.

He predicted that population growth and rising living standards would continue to drive overall growth in global oil consumption, currently running at around 100 million barrels per day.

“There is also an inexorable decline of 5% to 7% every year on fields, which creates a tremendous wedge of demand that needs to be satisfied by future invest-

ment,” Greenlee said, arguing that current projects already showed a shortfall of 555 billion barrels.

“If we maintain this production profile at 110 million to 120 million barrels per day we will have developed 80% of known oil by 2040.

“It seems there is still going to be significant demand for our product in any scenario, and we can see this as challenge or an opportunity.”

Greenlee insisted that deep-water resources, such as those available in Brazil, are competitive, despite recent reports, such one published by Wood Mackenzie, describing 60 billion barrels of oil ready to be developed at a cost of under \$50 per barrel in the Permian basin.

“Many companies have been led to abandon conventional production but we believe that deep-water projects are competitive and very attractive,” Greenlee said.

“It is in deep-waters where all

recent discoveries of supergiant fields have been concentrated,” he added.

Brazil has had more of its fair share of such finds, yielding more new barrels over the last decade than the next five countries combined, Greenlee noted.

“Deep-water assets also compete on economic measures, offering some of the highest returns in our portfolio,” he said.

Brazil, Guyana and the Eastern Mediterranean were identified among the offshore plays that have brought the company the most spectacular success in recent years.

“In Brazil we were down to two blocks a couple of years ago but we have 30 areas now, and Brazil occupies a very significant part of our portfolio. We see the deep-water here as very competitive commercially,” Greenlee said.

He also reminded his audience that ExxonMobil has been build-

ing up a record-breaking deep-water position in Africa, with 50 million gross acres in largely frontier areas.

The industry's own advancing capabilities in areas such as drilling technology and new seismic tools provide ample encouragement, Greenlee said.

“Look at the Johan Sverdrup field in Norway. Who would have thought 3 billion barrels would be found right in the middle of all that development in the North Sea? Who would have thought we would make such a find in Cyprus, in the Eastern Mediterranean. Who would have thought there would be resources on this scale in freshwater carbonates in Brazil's Santos basin? Who would have thought there would be such finds in Guyana where there are virtually no structures, just stratigraphic traps! If the past is any indication of the future, will will see lots