



OTC BRASIL 2019

AN EVENT ORGANIZED BY IBP AND OTC

OFFICIAL SHOW DAILY
PRODUCED BY

upstream

WEDNESDAY 30 OCTOBER 2019 / QUARTA-FEIRA 30 OUTUBRO 2019

upstreamonline.com

Conference Programme
Programa da conferência

Page 4

Show celebrates as Brazil sector enters new cycle
OTC Brasil começa com setor de óleo e gás em novo ciclo de expansão

Page 5



The Petrojarl FPSO is on location at Atlanta for Enauta
Photo: ENAUTA



Enauta eyes Atlanta 2

Enauta prepara licitações para Atlanta

Page 2

NEWS NOTÍCIAS

ToR sale to lead to \$40bn capex

Mega leilão pode gerar \$40 bi em investimentos

Page 3

Petrobras eyes December for Farfan well test start

Petrobras mira TLD de Farfan para dezembro

Page 6

Oil spills no threat to pre-salt rounds

Manchas de óleo não vão afetar rodadas

Page 7



Brazil oil sector looking to strengthen its recovery

Setor de petróleo busca fortalecer recuperação

Page 8&9

Equinor to cut CO2 emissions at Peregrino

Equinor reduz emissões de CO2 em Peregrino

Page 10

upstream

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

TRUSTED IN EXTREME
CONDITIONS

Pushing steel solutions to new limits



voestalpine

ONE STEP AHEAD.

FIELD DEVELOPMENT



On call: the Petrojarl 1 FPSO is working at the Atlanta heavy oil field for Enauta

Photo: ENAUTA

Enauta steps up Atlanta 2 drive

Brazilian independent looks to tender work later this year on **second development phase at heavy oil field**

ANAMARIA DEDULEASA

Rio de Janeiro

BRAZILIAN independent Enauta is aiming to launch tenders later this year for the second phase development of its Atlanta heavy oil field in the Santos basin, where first-phase production has recently begun to exceed expectations.

Production from the second phase development is expected to reach between 50,000 and 70,000 barrels per day, starting in mid-2022 and running for 20 years, Enauta project manager Roberto Goulart said.

To meet its target, the operator aims to launch tenders for the project facilities by the end of the year.

"The tender is scheduled to start soon for the FPSO, the subsea work, the drilling and the SURF (subsea umbilicals, risers and flowlines)," Goulart said. It is

expected that one tender will be launched for the FPSO contract and a second one for the SURF, subsea work and drilling contract, likely by the end of the year, he added.

Enauta, formerly Queiroz Galvao E&P, is using the Petrojarl 1 floating production, storage and offloading vessel for the field's initial development phase, but is targeting the use of a larger production floater for the second phase project.

Production from the first development phase at Atlanta has recently begun to exceed expectations after pump issues that held back output when the field initially started up were resolved, according to officials from Enauta at OTC Brasil 2019.

So far, three wells have been drilled at Atlanta and tied back to

the Petrojarl 1 FPSO. Each well was originally expected to produce close to 10,000 bpd of oil, but pump problems led to initial production challenges.

The issues have been since resolved, Enauta reservoir engineer Marcello Marsili said during the presentation.

"After a drilling campaign early this year, production jumped from 12,000 barrels per day to 20,000 bpd, and after we finished the workover on the third well, production increased to 30,000 bpd, as productivity increased," Marsili said.

"The early production system has shown that the concept chosen for the area has been the correct one and should be used in the definitive system (the second stage development)," Marsili added.

Enauta prepara licitações para Atlanta

A Enauta pretende lançar licitações ainda este ano para o desenvolvimento da segunda fase de seu campo de óleo pesado de Atlanta na bacia de Santos, onde a produção da primeira fase começou recentemente a exceder as expectativas.

A produção da segunda fase de desenvolvimento deverá atingir entre 50.000 e 70.000 barris de óleo por dia, começando em meados de 2022 e durante 20 anos, disse o gerente de projetos da Enauta, Roberto Goulart.

Para atingir sua meta, a operadora pretende lançar licitações para o projeto até o final do ano.

"A licitação está prevista para ser lançada em breve para o FPSO, o trabalho submarino, a perfuração e o SURF (umbilicais submarinos, risers e linhas de fluxo)", disse Goulart. Espera-se que seja lançada uma licitação para o contrato do FPSO e uma segunda para o contrato SURF, trabalho submarino e perfuração, provavelmente até o final do ano, acrescentou.

A Enauta, anteriormente conhecida como Queiroz Galvao E&P, está usando o FPSO Petrojarl 1 para a fase inicial de desenvolvimento do campo, mas tem como objetivo o uso de uma unidade maior para a segunda fase do projeto.

A produção da primeira fase em Atlanta começou recentemente a exceder as expectativas depois que os problemas de bombas centrífugas que retinham a produção quando o campo começou a produzir foram resolvidos, de acordo com funcionários da Enauta na OTC Brasil 2019.

Até o momento, três poços foram perfurados em Atlanta e conectados ao FPSO Petrojarl 1. Era esperado que cada poço produzisse perto de 10.000 bpd, mas os problemas das bombas levaram a desafios iniciais de produção.

Os problemas já foram resolvidos, disse Marcello Marsili, engenheiro de reservatórios da Enauta, durante a apresentação.

"Depois de uma campanha de perfuração no início deste ano, a produção saltou de 12.000 bpd para 20.000 bpd e, após terminarmos a obra no terceiro poço, a produção aumentou para 30.000 bpd, com o aumento da produtividade", disse Marsili.

"O sistema de produção antecipado mostrou que o conceito escolhido para a área foi o correto e deve ser usado no sistema definitivo (o segundo estágio de desenvolvimento)", acrescentou Marsili.

BRAZIL

ToR sale to lead to \$40bn capex

IHS Markit expects **massive capital expenditure demands** over next 20 years following sell off

GARETH CHETWYND
Rio de Janeiro

THE looming sell-off of production-sharing rights on areas currently covered by a transfer of rights (ToR) agreement will generate capital expenditure demands running to more than \$40 billion over the next 20 years, according to a report on Brazil by energy sector consultant IHS Markit.

The report, published on Tuesday, estimates that the offer of oil and gas resources deemed “surplus” to the production rights already enjoyed by Petrobras will amount to about 7 billion barrels of oil equivalent.

The auction of production rights covers the Buzios field — which is already under full-scale development by Petrobras — and also Atapu, Sepia and Itapu, each of which is in the early stage of development.

The Brazilian government expects to raise up to 105 billion reais (\$26 billion) in signature bonuses from the auction of ToR surplus rights. This pre-salt “sur-

plus” auction will take place on 6 November and will be followed, one day later, by Brazil’s sixth licensing round for new production-sharing contracts on offer in areas sometimes described as offering little or no exploration risk.

The sixth pre-salt round will feature the Aram, Bumerangue, Cruzeiro do Sul, North of Brava and Southwest of Sagitario areas.

Together these areas are estimated to hold unrisks volumes of nearly 40 billion barrels of oil in place.



Major asset: the P-74 FPSO at the Buzios field

Photo: PETROBRAS

Mega leilão pode gerar \$40 bi em investimentos

O iminente leilão do excedente da cessão onerosa irá gerar demandas de investimento de capital que ultrapassarão US\$ 40 bilhões nos próximos 20 anos, de acordo com um relatório no Brasil do consultor do setor de energia IHS Markit.

O relatório, publicado na terça-feira, estima que a oferta de recursos de petróleo e gás considerados “excedentes” aos direitos de produção já gozados pela Petrobras será de cerca

de 7 bilhões de barris de óleo equivalente.

O leilão abrange o campo de Búzios - que já está em desenvolvimento em larga escala pela Petrobras - e também Atapu, Sêpia e Itapu, cada um dos quais está em estágio inicial de desenvolvimento.

O governo brasileiro espera arrecadar até 105 bilhões de reais (US\$ 26 bilhões) em bônus de assinatura no leilão a ser

realizado em 6 de novembro que será seguido, um dia depois, pela sexta rodada do pré-sal.

A sexta rodada do pré-sal contará com as áreas de Aram, Bumerangue, Cruzeiro do Sul, Norte de Brava e Sudoeste de Sagitário.

Juntas, estima-se que essas áreas mantenham volumes não-riscados de quase 40 bilhões de barris de óleo.



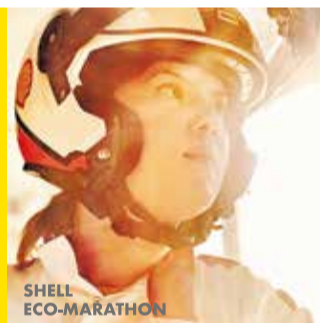
TURNING INITIATIVES INTO A BETTER FUTURE.

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

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

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

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



SHELL ECO-MARATHON



SHELL THEATRICAL AWARD
VILMA MELO, BEST ACTRESS IN 2017



SHELL LIVEWIRE
EMANUELA PINHEIRO, ENTREPRENEUR SUPPORTED IN 2017



MAINTAINER OF THE MUSEUM OF TOMORROW



SHELL SCIENTIFIC EDUCATION AWARD
ANDRÉ OLIVEIRA, TEACHER, 2017 WINNER

#ORIOTEMESSAENERGIA

Learn more at:
shell.com.br/rio





OTC BRASIL 2019

EVENTS PROGRAMME WEDNESDAY 30 OCTOBER

0730 – 0900	Successful Integration between Operators and Services providers Validates the Production Sharing model and Increases Pre-salt Global Competitiveness	<i>Room B5</i>
0930 – 1200	Libra Ultra-Deepwater - Applied Technologies Changing the Game	<i>Room B3</i>
	Total Cost Reduction in Field Development I	<i>Room B4-1</i>
	Offshore Drilling - Maximizing Value and Reducing Costs	<i>Room B4-2</i>
	Drilling and Completion Fluids	<i>Room 4</i>
	Trends for Pre Salt Metallic Materials	<i>Room 5</i>
	Topside Innovative Processing & Design for Offshore Deepwater	<i>Room 6</i>
	ePoster Session II	<i>Room 8</i>
	Mature Fields Revitalization: Opportunities in Brazil	<i>Room B8</i>
	Diverless Operations - Increasing Safety by Reducing Human Exposure	<i>Room B1</i>
	Subsea Innovation, Cost Reduction and Standardization	<i>Room B2</i>
1215 – 1345	Awards Luncheon - Petrobras Investment Programs - The Next 5 Years	<i>Room B5</i>
1400 – 1630	Innovation in Upstream Oil and Gas: How to Make it Work	<i>Room B3</i>
	Subsea Field Development - New Methodologies and Technologies	<i>Room B4-1</i>
	Mature Field - Increasing Field Life and Reducing Costs	<i>Room B4-2</i>
	Improving Carbonate Reservoirs Models and Solutions	<i>Room 4</i>
	Production Optimization: Equipment Design and Artificial Lift	<i>Room 5</i>
	Cost Effectiveness Decommissioning	<i>Room 6</i>
	ePoster Session III	<i>Room 8</i>
	Women in the Oil and Gas Industry : Improving Profitability and Results	<i>Room B8</i>
	Offshore Renewables - Planning for the Future in Brazil	<i>Room B1</i>
	Floating and Subsea Technologies - Innovation Initiatives	<i>Room B2</i>
1400 – 1840	Offshore FPSO Arena	<i>Exhibition Area</i>
1630 – 1830	How to Enhance the Competitiveness of Deep Water Projects? (New Business Models, New Concepts and Technologies)	<i>Room B8</i>
	Moderator: Jorge Camargo - IBP	
	Speakers: Stephen Greenlee - Global Business Development President, ExxonMobil Upstream	
	Uwem Ukpog - Chief Global Operations Officer, Baker Hughes	
	Arnaud Breuillac - E&P Director, Total	
	Margareth Ovrum - CEO, Equinor Brasil	
	Carlos Alberto Pereira de Oliveira - E&P Director, Petrobras	

OTC BRASIL



Centre stage: OTC Brasil 2019 opening ceremony. From left: IBP President Jose Firmo, Brazil Mines & Energy Minister Bento Albuquerque, Rio de Janeiro State Governor Wilson Witzel, OTC Board Chairperson Cindy Yeilding of BP, and OTC Brasil 2019 General Chairman Marcos Assayag

Photo: IBP

Show celebrates as Brazil sector enters new cycle

OTC Brasil 2019 kicked off on Tuesday with a high level of enthusiasm, as the oil and gas industry in the South American nation enters a new cycle of expansion with fresh investments in exploration and production and two big rounds around the corner.

Marcos Assayag, OTC Brasil general chairman, welcomed participants attending the opening ceremony with a positive message, saying deep-water development costs in the Santos basin are falling and that Brazil remains one of the best investment destinations in the world for operators looking to dive into opportunities for both onshore and offshore acreage.

He added that the fifth OTC Brasil conference offers a wide programme to entertain all those attending the three-day event, including panels focusing on deep-water projects, new technologies, gas debottlenecking initiatives and decommissioning.

Also in the plenary session, Jose Firmo, the departing president of the Brazilian Petroleum Institute, took to the stage to talk about natural gas production, which has been rising fast as more platforms enter operation in the country, saying gas output in Brazil is expected to double next decade to about 270 million cubic metres per day.

Data from market regulator ANP showed Brazil produced a

record 133 MMcmd in August, up 7.2% from 124 MMcmd in July.

A year ago, Brazil was producing 106 MMcmd, and the rapid rise in the past two months can be attributed to the ramp-up of a quartet of Petrobras-operated floating production, storage and offloading vessels in the Búzios and Lula pre-salt fields.

Brazil's Mines & Energy Minister Bento Albuquerque focused his initial remarks on successful government policies to attract more investments to the oil and gas sector.

"The results of the latest auctions show we are on the right path and we have several companies registered to bid in upcoming rounds," Albuquerque said.

Next week, Brazil will offer production sharing contracts in a mega auction featuring surplus volumes in the Transfer of Rights area and the sixth pre-salt round.

There are hopes that the two rounds together could raise more than 100 billion reais (\$25 billion) in signature bonuses.

Rio de Janeiro State Governor Wilson Witzel closed the panel and emphasised how his administration is working side-by-side with the federal government to try to create a better business environment for companies willing to explore and produce hydrocarbons in Rio de Janeiro, saying it is imperative to make proper use of oil royalties to generate new jobs.

OTC Brasil começa com setor de óleo e gás em novo ciclo de expansão

A OTC Brasil 2019 começou na terça-feira com um alto nível de entusiasmo, à medida que a indústria de petróleo e gás no país entra em um novo ciclo de expansão com novos investimentos em exploração e produção e duas grandes rodadas.

Marcos Assayag, presidente geral da OTC Brasil, recebeu os participantes da cerimônia de abertura com uma mensagem positiva, dizendo que os custos de desenvolvimento em águas profundas na bacia de Santos estão caindo e que o Brasil continua sendo um dos melhores destinos de investimento do mundo para operadores que desejam participar de oportunidades em áreas em terra e no mar.

Ele acrescentou que a quinta edição da conferência oferece um amplo programa para entreter todos os participantes do evento durante os três dias, incluindo painéis focados em projetos em águas profundas, novas tecnologias, iniciativas de gás e descomissionamento.

Também na sessão plenária, José Firmo, presidente do IBP, subiu ao palco para falar sobre a produção de gás natural, que vem subindo rapidamente à medida que mais plataformas entram em operação no país, dizendo que a produção de gás no Brasil deve dobrar na próxima década para cerca de 270 milhões de metros cúbicos por dia.

Dados da ANP mostraram que o Brasil produziu um recorde de 133 MMcmd em agosto, 7,2% acima dos 124 MMcmd de julho.

Há um ano, o Brasil produzia 106 MMcmd, e o rápido aumento nos últimos dois meses pode ser atribuído ao ramp-up de um quarteto de FPSOs operados pela Petrobras nos campos de pré-sal de Búzios e Lula.

O ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, concentrou seus comentários iniciais em políticas governamentais bem-sucedidas para atrair mais investimentos para o setor de petróleo e gás.

"Os resultados dos últimos leilões mostram que estamos no caminho certo e temos várias empresas registradas para participar nas próximas rodadas", disse Albuquerque.

Na próxima semana, o Brasil oferecerá contratos de partilha de produção em um mega leilão com volumes excedentes na cessão onerosa e a sexta rodada do pré-sal.

Há esperanças de que as duas rodadas juntas possam arrecadar mais de 100 bilhões de reais (US\$ 25 bilhões) em bônus de assinatura.

O governador do estado do Rio de Janeiro, Wilson Witzel, fechou o painel e enfatizou como seu governo está trabalhando lado a lado com o governo federal para tentar criar um melhor ambiente de negócios para empresas que desejam explorar e produzir hidrocarbonetos no Rio de Janeiro, dizendo que é imprescindível o uso adequado dos royalties do petróleo para gerar novos empregos.

FIELD DEVELOPMENT

Petrobras eyes December for Farfan well test start

EWT plan suffered major delays due to **Coral Sol** on hull of Cidade de Sao Vicente FPSO

GARETH CHETWYND

Rio de Janeiro

PETROBRAS is set to receive first oil from a long delayed extended well test at the Farfan field in mid-December, some 15 months behind the original schedule, according to well-placed sources.

The EWT in the deep-water sector of the Sergipe Alagoas basin was conceived as a means of providing reservoir data ahead of planned deployment of a floating production, storage and offloading vessel, and the project may also underpin a Petrobras decision to farm out stakes in the surrounding acreage.

The EWT will be carried out by the Cidade de Sao Vicente FPSO in a water depth of 2400 metres, but its start was badly delayed due to delays with environmental permitting due to invasive non-native species of *Tubastraea coccinea*, known as Coral Sol.

Coral Sol has infested offshore infrastructure and port areas in Brazil's south-east but environmental authorities are trying to prevent its spread to other regions.

Permits were eventually issued, with the condition that tonnes of encrusted Coral Sol be removed from the hull.

Upstream understands that some of the mooring lines are now in place, but the installation operation has been delayed because Petrobras has to get hold of anchor-handling tug vessels for the job.

With fleet managers only able to release another vessel at the end of October, the date for first oil is now targeted at 16 December, Upstream understands.

Farfan lies on the BM-SEAL-11 concession, where India's IBV Brasil Petroleo has a 40% stake, while the nearby Moita Bonita field straddles block BM-SEAL-10, where Petrobras has a 100% interest.

Petrobras has been marketing a potential farm-in opportunity, offering up to 30% of the equity in the BM-SEAL-10 concession and



Tests: the Cidade de Sao Vicente FPSO

Photo: GALP

up to 20% of BM-SEAL-11. The offer also includes up to 35% of BM-SEAL-4, where India's ONGC Videsh has 25%, and up to 50% of BM-SEAL-4A, where Petrobras has a 100% stake.

A revised appraisal plan runs until December 2020, including a commitment to carry out the EWT on Farfan.

The National Petroleum Agency (ANP) also extended the explora-

tion period recently for blocks SEAL-T-345, 346 and 360.

Petrobras is expected to launch a new bidding process before the end of the year for the charter of a floater to produce from the Barra, Farfan and Muriu light oil discoveries in the deep waters of the Sergipe-Alagoas basin.

Environmental permitting requests suggest the initial development plan for Farfan includes

an FPSO serving also the Barra and Muriu fields, with capacity for 100,000 barrels per day of crude and 8.5 million cubic metres per day of natural gas.

Petrobras has also submitted permitting applications for a 128-kilometre subsea pipeline system to carry natural gas from the Farfan, Barra and Muriu fields to a processing base at Barra dos Coqueiros.

Petrobras mira TLD de Farfan para dezembro

A Petrobras deve começar a produzir a partir de um teste de longa duração no campo de Farfan em meados de dezembro, cerca de 15 meses após do cronograma original, de acordo com fontes.

O TLD no setor de águas profundas da bacia de Sergipe Alagoas foi concebido como um meio de fornecer dados do reservatório antes da implantação de um FPSO definitivo, e o projeto também pode alavancar uma decisão da Petrobras de vender participações em áreas próximas.

O TLD será realizado pelo FPSO Cidade de São Vicente em lâmina d'água de 2.400 metros, mas seu início foi bastante postergado devido a atrasos nas licenças ambientais por conta de espécies não-nativas invasoras de Coral Sol.

O Coral Sol infestou a infraestrutura offshore e as áreas portuárias no sudeste do Brasil, mas as autoridades ambientais estão tentando impedir sua propagação para outras regiões.

As licenças foram finalmente emitidas com a condição de que toneladas de Coral Sol incrustados fossem removidas do casco.

O Upstream entende que algumas das linhas de ancoragem já estão posicionadas, mas a operação de instalação foi atrasada porque a Petrobras precisa de rebocadores que manuseiam âncoras para o trabalho.

Com gerentes de frota aptos a liberar outra embarcação apenas no final de outubro, a data do primeiro óleo está agora prevista para 16 de dezembro, entende o Upstream.

Farfan está na concessão BM-SEAL-11, onde a indiana IBV Brasil tem uma participação de 40%, enquanto o campo de Moita Bonita nas proximidades fica no bloco BM-SEAL-10, onde a Petrobras tem 100% de participação.

A Petrobras está realizando um potencial farm-in, oferecendo até 30% no BM-SEAL-10 e até 20% no BM-SEAL-11.

A oferta também inclui até 35% da concessão BM-SEAL-4, onde a ONGC Videsh tem uma participação de 25% e até 50% da BM-SEAL-4A, onde a Petrobras possui 100% de participação.

Um plano de avaliação revisado vai até dezembro de 2020, incluindo o compromisso de realizar o TLD em Farfan.

A ANP também estendeu recentemente o período de exploração dos blocos SEAL-T-345, 346 e 360.

A Petrobras deverá lançar um novo processo de licitação antes do final do ano para o afretamento de um FPSO para produzir as descobertas de óleo leve de Barra, Farfan e Muriu nas águas profundas da bacia de Sergipe-Alagoas.

Os pedidos de licenciamento ambiental sugerem que o plano de desenvolvimento inicial para Farfan inclui um FPSO que atende também aos campos de Barra e Muriu, com capacidade para 100.000 barris por dia de petróleo e 8,5 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural.

A Petrobras também enviou pedidos de licenciamento para um sistema de oleoduto submarino de 128 quilômetros para transportar gás natural dos campos de Farfan, Barra e Muriu para uma base de processamento em Barra dos Coqueiros.

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



**THE TECHNOLOGY
INNOVATOR.**

BOOTH D38



ROYALIHC.COM

ENVIRONMENT



Aftermath: Workers clean up an oil spill on a beach in Bahia state last weekend

Photo: REUTERS/SCANPIX

Manchas de óleo não vão afetar rodadas

O governo brasileiro não espera que uma série de manchas misteriosas de petróleo que apareceram ao longo da costa do país na região nordeste nos últimos meses tenha algum impacto nas duas rodadas do pré-sal programadas para a próxima semana.

“Não há causa e efeito. Como sabemos, o petróleo encontrado nas praias do nordeste não era originário dos campos brasileiros, por isso não tem nada a ver com a atividade de petróleo e gás no país e suas rodadas de licitações”, disse o ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, a repórteres durante a conferência OTC Brasil 2019.

Em 6 de novembro, o Brasil oferecerá contratos de partilha de produção para volumes excedentes da cessão onerosa em um quarteto de campos do pré-sal operados pela Petrobras - Búzios, Atapu, Sépia e Itapu - na bacia de Santos.

No dia seguinte, a ANP fará o leilão das áreas de Aram, Cruzeiro do Sul, Bumerangue, Norte de Brava e Sudoeste de Sagitário na sexta rodada do pré-sal.

“As rodadas serão realizadas conforme programado. As duas que tivemos no início deste ano - a primeira oferta permanente e a 16ª rodada de licenciamento - foram um sucesso e estamos muito otimistas com as outras duas na próxima semana. A rodada do excedente da cessão onerosa será a maior do mundo”, acrescentou Albuquerque.

Desde setembro, o governo e a Petrobras têm ajudado dezenas de municípios a limpar uma série de manchas misteriosas de óleo que apareceram ao longo de 2.200 quilômetros no litoral entre os estados do Maranhão e da Bahia.

Enquanto as investigações ainda estão em andamento para determinar as origens dos vazamentos, a Petrobras disse que estudos técnicos realizados em amostras coletadas ao longo da costa confirmaram que o petróleo não vem de seus campos no nordeste.

Oil spills no threat to pre-salt rounds

Minister confident two major exercises will **not be affected**

FABIO PALMIGIANI
Rio de Janeiro

THE Brazilian government does not expect that a series of mysterious oil spills that have appeared along the nation's coast in the northeast region over the past couple of months will have any impact on the two major pre-salt bid rounds scheduled for next week.

“There is no cause and effect. As we know, the oil that was found on the beaches in the northeast did not originate from Brazilian fields, so it has nothing to do with the oil and gas activity in the country and its bid rounds,” Brazil's Mines & Energy Minister Bento Albuquerque told reporters on the sidelines of the OTC Brasil 2019 conference.

On 6 November, Brazil will offer production sharing contracts for surplus volumes in a quartet of Petrobras-operated pre-salt fields — Búzios, Atapu, Sepia and Itapu — in the Santos basin in the highly-anticipated Transfer of Rights (ToR) round.

The following day will see market regulator ANP auctioning off

PSCs for the Aram, Cruzeiro do Sul, Bumerangue, North of Brava and Southwest of Sagitário areas in the sixth pre-salt round.

“The rounds will be carried out as scheduled. The two we had earlier this year — the first permanent offer and the 16th licensing round — were a success and we are very optimistic for the other two next week. The ToR round will be the biggest in the world,” Albuquerque added.

Since September, the government and Petrobras have been assisting dozens of municipalities to clean a series of mysterious oil spills that have appeared along 2200 kilometres of coastline between Maranhão and Bahia states.

While investigations are still ongoing to determine the origins of the spills, state controlled oil giant Petrobras has said that technical studies it has carried out on samples collected across the coast have confirmed the oil does not come from its fields in the northeast.

COSL Your Reliable Partner








Delivering high-quality and cost-effective oilfield services

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





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

INDUSTRY OUTLOOK

Brazil oil sector looking to strengthen

ANP director general tells OTC Brasil that country must do more to attract investors back

GARETH CHETWYND

Rio de Janeiro

BRAZIL has been successful in attracting investors back to the oil sector but must push to conclude the transformation from a monopoly environment to a market-oriented model for the oil industry, National Petroleum Agency (ANP) director general Decio Oddone told a breakfast gathering on the opening day of OTC Brasil 2019.

Offering both a retrospective and a vision of the future, Oddone said Brazil has seen the transforming effects of measures such as permitting multiple operators in the pre-salt province and easing local content requirements, along with long-term scheduling of licensing rounds and clarifying the rules on unitisation and oil sector taxation (Repetro).

"We are moving toward the situation where it is investors who are the drivers of the oil sector and not governments, who tend to make business more difficult. We will see these measures bearing fruit in the next few years," he said.

While investment has poured into the pre-salt province, Oddone noted that these ultra-productive offshore fields require fewer wells and can have less impact, in terms of employment opportunities, than the onshore or in mature shallow water plays.

While production has surged in the pre-salt, Brazilian regulators have also tried to contribute to the reactivation of activity from onshore fields, said Oddone, referring to incentives on royalties, reserves-based lending and new rules for decommissioning and abandonment.

"Last year we provided Petrobras with a time frame for defining the future of 250 mature fields, and this gave impetus to the (divestment) process... We are seeing a great variety of operators in the onshore and shallow waters," he added.

The introduction of a new permanent licensing process for onshore acreage and relinquished or recycled offshore acreage was held up as another example.

"The permanent licensing mechanism is easier and more accessible, more efficient and more practical. It ends our role of trying to guess what the companies want... We sold 40 areas in the first round coming out of the permanent process, and increased the number of onshore operators in the country from 16 to 26 with that," Oddone said.

With longer range forecasts of the recovery now suggesting that Brazil could see more than 50 new production units offshore and 300



On stage: ANP director general Decio Oddone at OTC Brasil 2019

to 400 billion reais in investment by the end of the next decade, Oddone said: "After decades, we are finally substituting monopoly... with an oil industry which is much more than the balance sheet of Petrobras."

He added that the remaining challenges on the road to a fully competitive system include the ongoing liberalisation of the mid-stream and downstream sectors.

In the gas sector, Oddone said he was confident of a growing consensus about the kind of reform that is needed, and forecast the development of a price reference that is likely to have the price of imported liquefied natural

gas at its root. He singled out obstructive environmental licensing and competitiveness as challenges to be faced.

"The last frontier well was drilled in 2011... It is difficult to accept that this is right," he said.

Similarly Oddone suggested that Brazilian policy-makers reconsider the heavy emphasis on signature bonuses, noting that the country accounted for more than 70% of the sums raised from this source over the last two years.

"We count bonuses in billions rather than millions but this means we charge a lot up front, and this undermines activity and

makes Brazil lose space in companies' portfolios," he suggested.

With Brazil now poised to hold its flagship pre-salt offerings, with billions of barrels of oil deemed surplus to the transfer of rights areas on offer, Oddone ended on a positive note.

"Next year will see the strengthening of the the recovery, following on from the busy period of licensing activity. We are seeing the investments arrive and Petrobras moving on from the uncertainties of transfer of rights... In the upstream sector, we are on our way, but there is still a lot to be done on natural gas and refineries," he said.

‘We are finally substituting monopoly... with an oil industry which is much more than the balance sheet of Petrobras.

ANP director general
Decio Oddone

ngthen its recovery



Photo: IBP

Eneva endorsement of diversified industry

THE pacy approach that Brazilian independent Eneva is adopting with its plans for the Azulao gas and condensates field, in the Amazon basin, provides an endorsement of the benefits of a diversified oil and gas sector, according to ANP director Decio Oddone.

Eneva acquired Azulao in 2018 for the equivalent of \$57 million after state-controlled Petrobras put it up for sale.

Eneva has moved quickly with licensing applications to build a gas processing plant and liquefaction facility, aiming to reproduce

elements of the gas-to-wire project that brought it success in the Parnaiba basin.

However, this time the company is locating the power station — Jaguatirica 2 — at a more distant location, in the city of Boa Vista, Roraima.

“The Azulao field was discovered in 1999 but it was never a priority for Petrobras,” Oddone said at OTC Brasil 2019.

“Then Azulao was moved to the divestment portfolio and was sold. In less than a year the new owner had a new plan in place for developing the gas, involving (an ini-

tial) 1.9 billion cubic metres of gas, with liquefaction, transport by truck and substituting diesel in power generation, and so reducing emissions.

“This shows how much more can be done if you allow a diversity of players. No company can do everything on its own, however good its intentions may be,” Oddone added.

The Azulao gas-to-wire project is due to start up in 2021, demanding investments of close to 2 billion reais (\$500 million).

The field has reserves of up to 3.6 Bcm.

Setor de petróleo busca fortalecer recuperação

O Brasil conseguiu atrair investidores de volta ao setor de petróleo, mas deve pressionar para concluir a transformação de um ambiente de monopólio para um modelo orientado para o mercado, disse o diretor geral da Agência Nacional do Petróleo (ANP), Décio Oddone, em um café da manhã no dia de abertura da OTC Brasil 2019.

Oferecendo uma retrospectiva e uma visão de futuro, Oddone disse que o Brasil viu os efeitos transformadores de medidas como permitir vários operadores na província do pré-sal e facilitar os requisitos de conteúdo local, juntamente com o calendário de rodadas de licenciamento e o esclarecimento de regras sobre unitização e tributação do setor petrolífero (Repetro).

“Estamos caminhando para a situação em que são os investidores que impulsionam o setor de petróleo e não os governos que tendem a dificultar os negócios. Veremos essas medidas dando frutos nos próximos anos”, afirmou.

Embora a maior parte do investimento esteja sendo feito na província do pré-sal, Oddone observou que esses campos ultraproductivos exigem menos poços e podem ter menos impacto, em termos de oportunidades de emprego, do que as atividades em terra ou em águas rasas.

Embora a produção tenha aumentado no pré-sal, os reguladores brasileiros também tentaram contribuir para a reativação da atividade dos campos terrestres, disse Oddone, referindo-se a incentivos a royalties, empréstimos com base em reservas e novas regras para descomissionamento e abandono.

“No ano passado, demos à Petrobras um prazo para definir o futuro de 250 campos maduros, e isso deu impulso ao processo (desinvestimento) ... Estamos vendo uma grande variedade de operadores nas águas rasas e campos terrestres”, acrescentou.

A introdução de um novo processo de oferta permanente para blocos que não receberam propostas no passado ou foram devolvidos foi citado como outro exemplo.

“O mecanismo de oferta permanente é mais fácil e mais acessível, mais eficiente e mais prático. Isso encerra nosso papel de tentar adivinhar o que as empresas querem ... Vendemos 40 áreas na primeira rodada saindo da oferta permanente e aumentamos o número de operadoras em terra no país de 16 para 26 com isso”, disse Oddone.

Fazendo previsões de longo prazo e sugerindo que o Brasil poderia ter mais de 50 novas unidades de produção no mar e investimentos entre 300 e 400 bilhões de reais até o final da próxima década, Oddone disse: “Depois de décadas, finalmente estamos substituindo o monopólio por uma indústria de petróleo que é muito mais que a Petrobras”.

Ele acrescentou que os desafios remanescentes para um sistema totalmente competitivo incluem a liberalização em andamento dos setores de midstream e refino.

No setor de gás, Oddone disse estar confiante em um crescente consenso sobre o tipo ou reforma necessária e prevê o desenvolvimento de uma referência de preço que provavelmente terá o gás natural liquefeito importado em sua fonte. Ele destacou o licenciamento ambiental obstrutivo e a competitividade como desafios a serem enfrentados.

“O último poço de fronteira foi perfurado em 2011 ... É difícil aceitar que isso esteja certo”, disse ele.

Da mesma forma, Oddone sugeriu que os formuladores de políticas brasileiras reconsiderassem a forte ênfase nos bônus de assinatura, observando que o país arrecadou mais de 70% dos bônus em leilões nos últimos dois anos.

“Contamos bônus em bilhões em vez de milhões, mas isso significa que cobramos muito antecipadamente, e isso prejudica a atividade e faz o Brasil perder espaço nos portfólios das empresas”, sugeriu.

Com o Brasil agora pronto para realizar suas principais rodadas do pré-sal, com bilhões de barris de petróleo considerados excedentes para as áreas da cessão onerosa, Oddone terminou com uma nota positiva.

“No próximo ano, veremos o fortalecimento da recuperação após o período movimentado das rodadas. Estamos vendo os investimentos chegarem e a Petrobras saindo das incertezas da cessão onerosa ... No setor de upstream, estamos caminhando, mas ainda há muito a ser feito em gás natural e refinarias”, afirmou.

Eneva endossa diversificação da indústria

A abordagem que a Eneva está adotando com seus planos para o campo de gás e condensados de Azulão na bacia do Amazonas fornece um endosso dos benefícios de um setor diversificado de petróleo e gás, de acordo com o diretor da ANP, Décio Oddone.

A Eneva adquiriu Azulão em 2018 pelo equivalente a US\$ 57 milhões depois que a Petrobras o colocou à venda.

A Eneva avançou rapidamente com os pedidos de licenciamento para construir uma planta de processamento de gás e instalações de liquefação com o objetivo de reproduzir elementos do projeto gás-to-wire que foi implantado com sucesso na bacia do Parnaíba.

No entanto, desta vez, a empresa está instalando a usina Jaguatirica 2 em um local mais distante na cidade de Boa Vista, Roraima.

“O campo de Azulão foi descoberto em 1999, mas nunca foi uma prioridade para a Petrobras”, disse Oddone na OTC Brasil 2019.

“Então Azulão foi transferido para o portfólio de desinvestimento e vendido. Em menos de um ano, o novo proprietário tinha um novo plano para o desenvolvimento do gás, envolvendo (inicialmente) 1,9 bilhão de metros cúbicos de gás com liquefação, transporte por caminhão e substituição do diesel na geração de energia, e assim reduzir as emissões.

“Isso mostra o quanto mais pode ser feito se você permitir uma diversidade de players. Nenhuma empresa pode fazer tudo sozinha, por melhores que sejam suas intenções”, acrescentou Oddone.

O projeto de gás-to-wire de Azulão deve começar em 2021, exigindo investimentos de quase 2 bilhões de reais (US\$ 500 milhões).

O campo possui reservas de até 3,6 Bcm.

Equinor reduz emissões de CO2 em Peregrino

A petrolífera norueguesa Equinor está visando uma redução significativa nas emissões de dióxido de carbono de seu campo de óleo pesado de Peregrino, na bacia de Campos, à medida que passa para a segunda fase do desenvolvimento do projeto.

O vice-presidente de operações, Geir Sortveit, disse que as emissões do campo serão reduzidas em 100.000 toneladas por ano após a substituição do principal combustível usado para alimentar o projeto.

O campo produz há mais de oito anos através de duas plataformas ligadas ao FPSO Peregrino.

No entanto, com o início da terceira plataforma - Peregrino C - o principal combustível para geração de energia passará do diesel para o gás no início de 2021, reduzindo significativamente as emissões de carbono.

Por um investimento de US\$ 200 milhões, a Equinor construirá um gasoduto de 45 quilômetros que se conecta ao gasoduto existente da Rota 2.

A Equinor pretende instalar seu gasoduto no primeiro trimestre de 2020. "As emissões de CO₂ e as mudanças climáticas moldarão nossa indústria, o mercado e o valor de nossos produtos no futuro. Para nós, baixo carbono significa ser competitivo no futuro", afirmou Sortveit.

"Temos que importar diesel da costa através de embarcações, que são caras e têm um alto custo ambiental e operacional. Substituir diesel por gás importado é lucrativo e reduz nossa pegada de carbono", afirmou Sortveit.

Peregrino C começará a produção no final de 2020 e o uso de gás começará em 2021.

Atualmente, cada barril de óleo produzido a partir do campo emite 19 kg de CO₂ e, quando o oleoduto entrar em uso, cairá para 14.

Atualmente, a média da indústria é de 17 kg de CO₂ por barril.

Peregrino iniciou a produção em 2011 e acaba de atingir a marca de 200 milhões de barris produzidos. A segunda fase do desenvolvimento produzirá 260 milhões de barris adicionais de óleo do campo.

ENVIRONMENT



Ready for change: the Peregrino A platform with the Peregrino FPSO in the background

Photo: OYVIND HAGEN/EQUINOR

CIMC SOE

Small to Medium Scale Offshore Gas Solution Provider



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



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

Equinor to cut CO2 emissions at Peregrino

Operator to **switch power generation to gas** for project's second phase

ANAMARIA DEDULEASA
 Rio de Janeiro

NORWAY'S Equinor is targeting a significant reduction in carbon dioxide emissions from its Peregrino heavy oil field in the Campos basin as it moves into the second phase of the project's development.

Vice president of operations Geir Sortveit said the field's emissions will be reduced by 100,000 tonnes per annum after the main fuel used to power the project is replaced.

The field has been producing for over eight years via two wellhead platforms linked to the Peregrino floating production, storage and offloading vessel.

However, with the start of the third platform — Peregrino C — the main fuel for power generation will shift from diesel to gas in early 2021, significantly reducing carbon emissions.

For a \$200 million investment, Equinor will build a 45-kilometre pipeline connecting into the existing Route 2 pipeline, which supplies gas from the shallow water Campos basin into mainland Brazil.

Equinor aims to install its pipe-

line in the first quarter of 2020. "CO₂ emissions and climate change will shape our industry, the market and the value of our products in the future. For us, low carbon means being competitive in the future," Sortveit said.

"We have to import diesel from shore through vessels, which is expensive and has a high environmental and operational cost. Replacing diesel with imported gas is profitable and reduces our carbon footprint," Sortveit said.

Peregrino C will begin production at the end of 2020 and gas use will begin in 2021.

Currently each barrel of oil produced from the field emits 19 kilograms of CO₂ and once the pipeline comes into use that will fall to 14.

The industry average currently stands at 17 kilograms of CO₂ per barrel.

Peregrino started production in 2011 and has just reached the milestone of 200 million barrels produced. The second phase of development will exploit an additional 260 million barrels of oil from the field.

GUYANA

First oil gets closer for Liza

ExxonMobil to start production from Guyanese field in **early 2020**

FABIO PALMIGIANI

Rio de Janeiro

US supermajor ExxonMobil remains on track to begin production from the giant Liza deep-water field off Guyana in the first quarter of 2020 and is even hoping it can do slightly better.

The Liza Destiny floating production, storage and offloading vessel — built by Netherlands-based SBM Offshore — arrived in Guyana in late August following a 42-day journey from Singapore's Keppel Shipyard.

“The goal is to initiate production in the first quarter of 2020, but we are seeing if we can maybe start it a bit earlier,” Barton Cahir, ExxonMobil senior vice president of global project delivery, told a panel at the OTC Brasil 2019 conference.

Cahir highlighted that output from the first phase of the Liza development will begin less than five years after the first discovery was made in the Stabroek block off Guyana.

ExxonMobil has a second development phase already in motion for Liza with plans to begin output from the Liza Unity FPSO — also ordered from SBM — in the second quarter of 2022.

A third phase is expected to see the deployment of another FPSO at the nearby Payara discovery by the end of 2023.

Liza perto de iniciar produção

A petrolífera norte-americana ExxonMobil permanece no caminho para iniciar a produção do campo gigante de águas profundas de Liza, na Guiana, no primeiro trimestre de 2020 mas espera que possa se sair um pouco melhor.

O FPSO Liza Destiny - construído pela SBM Offshore - chegou à Guiana no final de agosto, após uma viagem de 42 dias do estaleiro Keppel, em Cingapura.

“O objetivo é iniciar a produção no primeiro trimestre de 2020, mas estamos vendo se podemos começar um pouco mais cedo”, disse Barton Cahir, vice-presidente sênior de entrega global de projetos da ExxonMobil, em um painel na conferência OTC Brasil 2019.

Cahir destacou que a produção da primeira fase do desenvolvimento de Liza começará menos de cinco anos após a primeira descoberta no bloco de Stabroek, na Guiana.

A ExxonMobil tem uma segunda fase de desenvolvimento já em andamento para Liza, com planos de começar a produção do FPSO Liza Unity - também encomendado junto à SBM - no segundo trimestre de 2022.

Uma terceira fase verá a implantação de outro FPSO na descoberta de Payara até o final de 2023.



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

SAILING WITH SUCCESS

Our Offshore Product

-  **FPSO**
 -  **Drillship**
 -  **Jack-up**
 -  **PSV**
-  **Semi-submersible Drilling Rig**

SHANGHAI WAIGAOQIAO SHIPBUILDING CO., LTD. (SWS)

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

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

www.chinasws.com



SWS official website and wechat

THIRD-QUARTER RESULTS

One-off charges drag BP into red

Impairments associated with **Alaska business and disposal of BPX Energy** assets hit results

JOSH LEWIS

Perth

UK supermajor BP posted a third quarter loss while its underlying performance also slipped following a weaker result from its upstream business.

The company posted a loss of \$749 million for the three months to 30 September, down from a profit of \$3.35 billion in the same period last year.

Dragging the oil giant into the

red were impairment charges totalling nearly \$3.32 billion, of which \$2.27 billion was associated with the disposal of heritage BPX Energy assets and over \$1 billion related to its Alaska business.

BP also noted that it booked an impairment charge of \$53 million related to its interests in Gulf of Suez oil concessions in Egypt.

Taking into account one-off



In the spotlight: BP chief executive Bob Dudley

Photo: AFP/SCANPIX

costs, BP still saw underlying results slip to \$2.25 billion, against an underlying replacement cost profit of \$3.84 billion in the third

quarter of 2018. BP's upstream business segment saw profits dip to \$2.14 billion, versus nearly \$4 billion a year ago. BP blamed the weaker showing on lower prices, maintenance and weather impacts.

The company posted a 3.1% rise in output, year-on-year, to 3.76 million barrels of oil equivalent per day, while upstream production, which excludes output from its interest in Russian giant Rosneft, was also up from 2.46 million boepd to 2.57 million boepd.

BP noted that its underlying

production for the quarter was actually down 2.5%, year-on-year, due to increased seasonal turn-around and maintenance activities, and the effect of Hurricane Barry in the US Gulf of Mexico

"BP delivered strong operating cash flow and underlying earnings in a quarter that saw lower oil and gas prices and significant hurricane impacts," chief executive Bob Dudley said.

BP said it anticipated higher fourth quarter output due to the completion of seasonal maintenance activities.

Kiswire, Global Specialty Steel Wire Company

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

Neptune & N2 Hyrope

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

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

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



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

Kiswire
www.kiswire.com

KISWIRE LTD. 37, Gurak-ro 141beon-gil, Suyeong-gu, Busan, 48212, Korea (Tel) 82-51-760-1700 (Fax) 82-51-760-1980
KISWIRE SOUTH-EAST ASIA REGIONAL HQ No. 33, Jalan Senyum, Kampung 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) 66-2-653-2820-1 (Fax) 66-2-653-2822
KISWIRE AMERICA 3890 Steve Reynolds Blvd. Norcross, GA 30093, USA (Tel) 1-470-447-2500 (Fax) 1-470-202-1033
KISWIRE INTERNATIONAL S. A. Krakelshaff, L-3235 Bettembourg, Grand Duchy of Luxembourg (Tel) 352-28-10-24
KISWIRE INDONESIA, PT Jl. Panglima Polim Raya No. 86 Lt.2 Gedung Harvia Place, Jakarta Selatan 12150, Indonesia (Tel) 62-21-2942-6248-9 (Fax) 62-21-2942-6276

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

BP tem forte prejuízo no terceiro trimestre

A petrolífera britânica BP registrou prejuízo no terceiro trimestre, enquanto seu desempenho geral também caiu após um resultado mais fraco de seus negócios de upstream.

A companhia registrou um prejuízo de US\$ 749 milhões nos três meses até 30 de setembro, comparado aos lucros de US\$ 3,35 bilhões no mesmo período do ano passado.

A BP registrou impairment de quase US\$ 3,32 bilhões, sendo US\$ 2,27 bilhões associados à alienação de ativos da BPX Energy e mais de US\$ 1 bilhão relacionados aos negócios da empresa no Alasca.

A BP também contabilizou impairment de US\$ 53 milhões relacionado a suas participações nas concessões de petróleo do Golfo de Suez, no Egito.

Considerando os custos, a BP ainda viu os resultados caírem para US\$ 2,25 bilhões, contra um lucro de US\$ 3,84 bilhões no terceiro trimestre de 2018.

O segmento de negócios upstream da BP viu os lucros caírem para US\$ 2,14 bilhões, contra quase US\$ 4 bilhões no ano anterior.

A empresa registrou um aumento de 3,1% na produção ano a ano, para 3,76 milhões de barris de óleo equivalente por dia, enquanto a produção upstream, que exclui a produção de sua participação na gigante russa Rosneft, passou de 2,46 milhões de boepd para 2,57 milhões de boepd.

A BP observou, no entanto, que a produção foi parcialmente afetada pelo aumento das atividades sazonais de manutenção e por conta do furacão Barry no Golfo do México dos EUA.

"A BP entregou um forte fluxo de caixa operacional e ganhos em um trimestre que registrou preços mais baixos de petróleo e gás e impactos significativos de furacões", disse o presidente da BP, Bob Dudley.

A BP prevê que a produção do quarto trimestre será superior à do terceiro devido à conclusão das atividades de manutenção sazonal.

GULF OF MEXICO

Hess cheers new find at Esox

Discovery in **Mississippi Canyon** expected to be fast-tracked as **subsea tie-back to Tubular Bells**

STEVE MARSHALL

Oslo

US independent Hess has hit oil with the Esox-1 exploration well in the deep-water US Gulf of Mexico, with the discovery set to be fast-tracked for development as a subsea tie-back to the Tubular Bells platform.

The probe hit around 191 feet of "high-quality oil-bearing Miocene reservoirs" after being drilled by Diamond Offshore Drilling-owned drillship Ocean BlackRhino in 4609 feet of water in Mississippi Canyon Block 726, according to Hess.

Chief executive John Hess said "we expect the well to be producing in the first quarter of 2020" through the Tubular Bells facility that is also operated by Hess, with Chevron as partner.

He added that the find "demonstrates the value of our infrastructure-led exploration programme in the deep-water Gulf of Mexico".

"As a low cost tie-back to existing infrastructure, Esox should generate strong financial returns," he said.

Hess is presently producing around 60,000 barrels of oil equivalent per day from Tubular Bells, located 10 kilometres west of Esox, which was brought on stream in 2014.

Hess celebra nova descoberta nos EUA

A petrolífera norte-americana Hess encontrou petróleo com o poço de exploração Esox-1 no Golfo do México, e a descoberta deve ser acelerada para o desenvolvimento através de uma ligação submarina à plataforma Tubular Bells.

O poço atingiu um net pay de cerca de 191 pés de "reservatórios do Mioceno de alta qualidade" depois de ser perfurado pelo navio-sonda Ocean BlackRhino, da Diamond Offshore, em lâmina d'água de 4.609 pés no bloco 726, no Mississippi Canyon, de acordo com Hess.

O presidente da Hess, John Hess, disse que "esperamos que o poço entre em operação no primeiro trimestre de 2020" por meio da interligação à Tubular Bells, que também é operada pela Hess, com a Chevron como parceira.

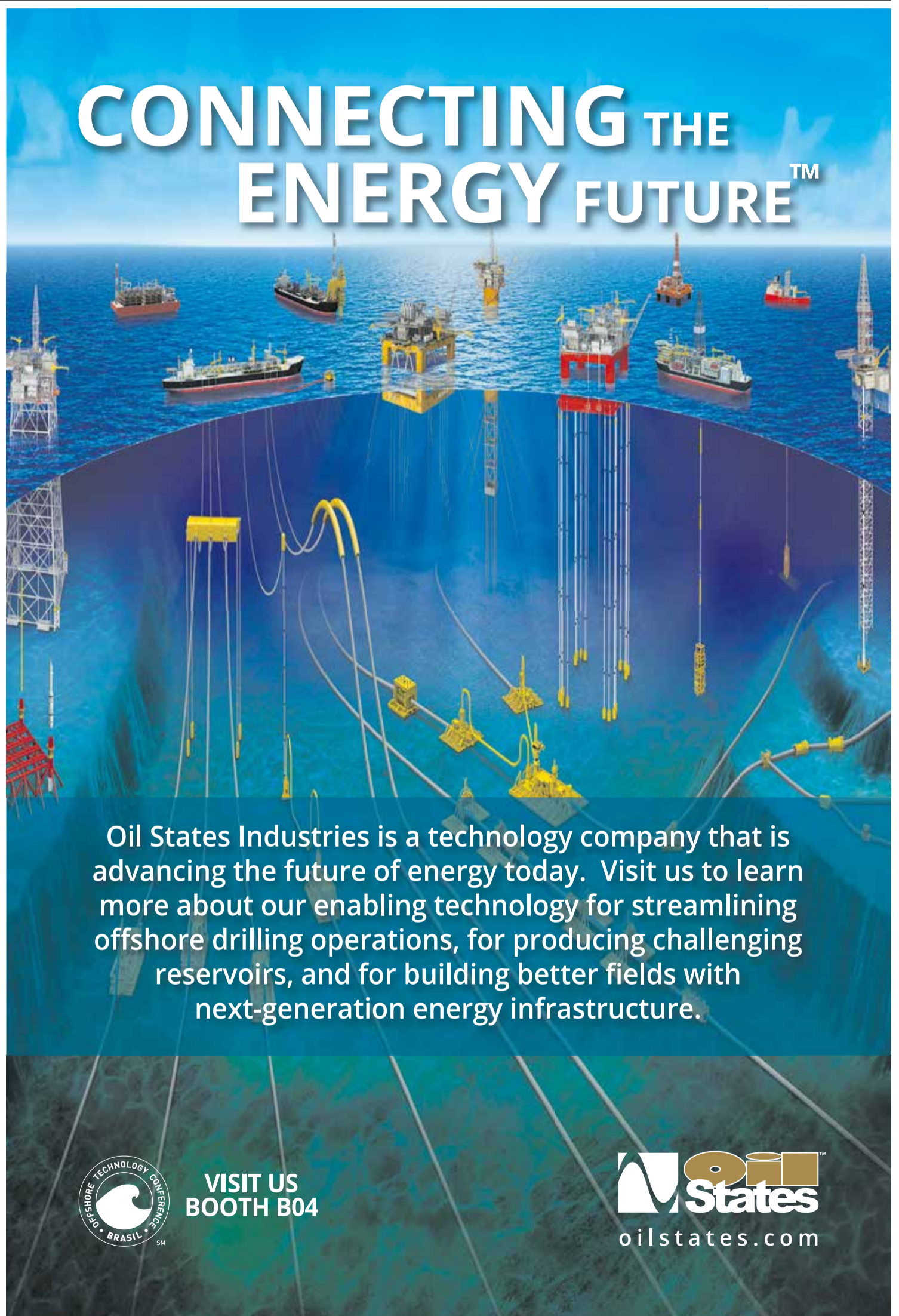
Ele acrescentou que a descoberta "demonstra o valor do nosso programa de exploração no Golfo do México em águas profundas".

"Como um tie-back de baixo custo à uma infraestrutura existente, Esox deve gerar fortes retornos financeiros", disse Hess.

Atualmente, a Hess está produzindo cerca de 60.000 barris de óleo equivalente por dia a partir da plataforma do tipo spar Gulfstar 1 em Tubular Bells, localizada a 10 quilômetros a oeste de Esox, depois de entrar em operação em 2014.

A Hess detém uma participação operacional de 57,14% no bloco que hospeda Esox, com a Chevron em 42,86%.

CONNECTING THE ENERGY FUTURE™



Oil States Industries is a technology company that is advancing the future of energy today. Visit us to learn more about our enabling technology for streamlining offshore drilling operations, for producing challenging reservoirs, and for building better fields with next-generation energy infrastructure.



VISIT US
BOOTH B04

Oil States
oilstates.com

Brasil colhe os frutos de crescimento na produção

O Brasil se tornou um país exportador de energia à medida que começa a colher os frutos de sua longa busca por petróleo em águas profundas, mas ainda precisa investir pesadamente para aproveitar ao máximo essas riquezas, de acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE).

O diretor executivo da AIE, Fatih Birol, disse durante a OTC Brasil 2019 que o país está começando a estabelecer seu lugar ao lado de outros principais produtores de energia.

“A recuperação de décadas de dependência de importações é uma conquista rara e histórica. O Brasil deve entrar na liga global dos principais exportadores de petróleo”, afirmou Birol.

No entanto, como a demanda de energia do Brasil deve aumentar em mais de um terço até 2040, ainda exige um investimento médio anual de US\$ 70 bilhões, principalmente em petróleo e gás e no setor de energia.

A demanda de energia do Brasil em 2018 alcançou 288 milhões de toneladas de óleo equivalente, e espera-se que suba para 391 milhões até 2040.

Como a demanda global por energia também deve continuar aumentando, impulsionada pela economia e pelo crescimento da população nas economias emergentes, não há um pico à vista para a demanda global de petróleo, disse Birol.

“Esperamos que a demanda global de petróleo aumente em 1 milhão de barris por dia a cada ano. Portanto, a indústria global de petróleo precisa aumentar a produção não apenas para atender ao crescimento da demanda, mas também para compensar o declínio nos campos existentes. A cada ano perdemos cerca de 3 milhões de bpd. Portanto, precisamos trazer nova produção para compensar essa perda ... porque a demanda estará lá”, afirmou Birol.

Birol disse que o aumento dos veículos utilitários esportivos aumentou a demanda de petróleo, pois eles “se tornaram um importante impulsionador da demanda global de petróleo” e o segundo maior fator no crescimento das emissões de dióxido de carbono.

Segundo dados da AIE, a frota global de utilitários aumentou de 35 milhões em 2010 para mais de 200 milhões em 2018.

“Embora desacelerando, o consumo de petróleo continua a aumentar com petroquímicos, utilitários esportivos, aviação e caminhões assumindo a liderança, enquanto a demanda de petróleo para carros tradicionais está diminuindo”, disse ele. Enquanto os EUA continuam liderando o mundo no crescimento da produção de petróleo, ao lado do Iraque, Canadá e Arábia Saudita, espera-se que o Brasil surja como uma fonte importante de nova oferta.

“A produção de petróleo do Brasil deve crescer fortemente apoiada por mudanças no quadro regulatório, que atraem capital para desenvolver seus abundantes recursos. Se as condições forem adequadas, há um potencial ainda mais positivo”, disse Birol à OTC Brasil.

“Os negócios offshore em todo o mundo não estão necessariamente desfrutando de uma era de ouro, mas o Brasil é um local muito bom para aproveitar os negócios offshore”, acrescentou Birol.

PRODUCTION



Outlook: IEA executive director Fatih Birol

Photo: REUTERS/SCANPIX

Brazil reaps rewards of deep-water output drive

Country starting to take its place alongside other top energy producers says IEA executive director Fatih Birol

ANAMARIA DEDULEASA

Rio de Janeiro

BRAZIL has become a net energy exporting country as it starts to reap the benefits of its long pursuit of deep-water oil, but still needs to invest heavily to make the most of those riches, according to the International Energy Agency (IEA).

IEA executive director Fatih Birol said during OTC Brasil 2019 that the nation is starting to take its place alongside other top energy producers.

“The turnaround from decades of dependence on imports is a rare and historic achievement. Brazil is set to enter the global league of top oil exporters,” Birol said.

However, as Brazil’s energy demand is set to increase by more than one-third by 2040, it still

requires average annual investment of \$70 billion, mostly in oil and gas and the power sector.

Brazil’s energy demand in 2018 reached 288 million tonnes of oil equivalent, and it is expected to reach 391 million toe by 2040.

As global energy demand is also expected to continue to increase, driven by economics and population growth in the emerging economies, there is no peak in sight for global oil demand, Birol said.

“We expect global oil demand to increase by 1 million barrels per day each year. So, the global oil industry has to increase production not only to meet the growth in demand but also to compensate for the decline in existing

fields. “Each year, we lose around 3 million bpd. Therefore, we need to bring new production to compensate this loss... because demand will be there,” Birol said.

Birol said that the rise of Sport Utility Vehicles has driven up oil demand, as they have “become an important driver of global oil demand” and the second largest driver in carbon dioxide emissions growth.

According to IEA figures, the global fleet of SUVs increased from 35 million in 2010 to more than 200 million in 2018.

“Although slowing down, oil consumption continues to rise with petrochemicals, SUVs, aviation and trucks taking the lead, while oil demand for traditional

cars is tailing off,” he said. While the US continues to lead the world in oil production growth, alongside Iraq, Canada and Saudi Arabia, Brazil is expected to emerge as a key source of new supply.

“Brazil’s oil production is expected to grow strongly supported by changes to the regulatory framework, which attract capital to develop its abundant resources. If conditions are right, there is even further upside potential (as Brazil could add 1.5 million bpd by 2030),” Birol told OTC Brasil.

“Offshore business around the world is not necessarily enjoying a golden age, but Brazil is a very good location to enjoy the offshore business,” Birol added.

GULF OF MEXICO

Delfin signs up duo for FEED

Samsung Heavy Industries and Black & Veatch to carry out work on proposed floating LNG scheme

CAROLINE EVANS

Houston

DELFIN Midstream has said it has entered new agreements with a pair of contractors for front-end engineering and design work on the proposed Delfin floating liquefied natural gas export terminal in the US Gulf of Mexico.

According to Delfin, it has awarded the FEED work to Samsung Heavy Industries and Black & Veatch, which previously completed a pre-FEED study for a new-build FLNG vessel in the first half of this year.

Delfin said it has been working with the contractors to develop a term sheet for a lump-sum, turn-key engineering, procurement, construction, installation and commissioning contract for the buildout and completion of the newbuild vessel.

Delfin hopes to award that contract by mid-2020.

The Delfin LNG concept is a brownfield deep-water port that can support up to four FLNG vessels producing up to 13 million tonnes per annum of LNG.

Delfin said its existing offshore pipelines connect directly to the "extensive network of onshore pipeline systems, with ample supply capacity for the first two to three FLNG vessels".

Delfin estimates it can achieve total capital costs of around \$500 to \$550 per tonner per annum of LNG production using 3.5 million tpa vessels, putting its costs in line with land-based facilities.

Delfin assina contratos de engenharia

A Delfin Midstream afirmou ter firmado novos acordos com dois empreiteiros para trabalhos de engenharia no proposto terminal de exportação de gás natural liquefeito flutuante da companhia no Golfo do México.

De acordo com a Delfin, a companhia concedeu o FEED à Samsung Heavy Industries e à Black & Veatch, que anteriormente concluíram um estudo pré-FEED para um navio novo de FLNG no primeiro semestre deste ano.

A Delfin afirmou que está trabalhando com os empreiteiros para desenvolver os termos para um contrato global de engenharia, aquisição, construção, instalação e comissionamento para a embarcação.

A Delfin espera adjudicar esse contrato até meados de 2020.

O conceito da Delfin LNG é um porto de águas profundas que pode atender até quatro navios FLNG produzindo até 13 milhões de toneladas por ano de GNL.

A Delfin disse que seus gasodutos offshore existentes se conectam diretamente à "extensa rede de sistemas de gasodutos onshore, com ampla capacidade de suprimento para as primeiras duas a três embarcações FLNG".

A Delfin estima que pode atingir custos totais de capital de cerca de US\$ 500 a US\$ 550 por tonelada por ano de produção de GNL usando navios de 3,5 milhões de tpa, colocando seus custos em linha com as instalações terrestres.



On the drawing board: a conceptual image of the Delfin FLNG vessel

Image: DELFIN

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: 1,200,000m²
 Quay Water Depth: 10-12.4m
 Quay Line: 1,645m



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

TECHNOLOGY

Petrobras looking to optimise Lula tools

Use of OBN seismic surveying and intelligent well completion to be expanded

GARETH CHETWYND

Rio de Janeiro

AS operator of the international consortium that has ramped up production on the Lula field beyond 1 million barrels per day, Brazil's Petrobras may now dramatically expand the application of production-optimising tools such as ocean bottom node seismic surveying and intelligent completion of production wells.

A team of young Petrobras experts presented their OTC Brasil 2019 audience with some of the achievements on a field where the operator has been deploying new floating production systems at a rate averaging one unit per seven months.

Natalia Cruz, a geophysical consultant with the company, outlined the planning and execution behind a baseline 4D survey using ocean bottom nodes, offering a glimpse of the high quality images obtained on what can currently be considered the biggest ultra-deepwater development in the world.

"The images produced were of a very high quality and we are very keen on getting full 4D seismic cover of the whole field. This will be about 3000 square kilometres, which is considerably bigger than any ocean bottom node survey that has ever been carried out before," Cruz said.

The availability of 4D seismic is expected to greatly increase the scope and efficacy of the giant field's water-alternating-gas (WAG) reservoir injection, according to Tetsuo Miyakawa, senior reservoir engineer with Petrobras.

Miyakawa outlined other methods that the consortium has used to diminish uncertainties, start-



Output: the P-67 FPSO at the Lula North pre-salt field

Photo: PETROBRAS

ing with early outset tools such as fluid sampling, which revealed that the gas-to-oil ratio was higher at the top of the Lula reservoir.

The use of well placement and WAG injection, along with tools such as intelligent completion, allowed Petrobras to respond to

such characteristics by seeking the higher oil ratio to optimise recovery. So far, 134 wells have been drilled on the Lula field, of which 62 have been given intelligent completions.

Reflecting the reductions achieved in drilling time and costs, there has been a 63%

decrease in the time that Petrobras takes to carry out intelligent completion, Miyakawa said. "We are looking at what we can achieve by combining tools such as WAG with complete coverage of 4D seismic and increased use of intelligent drilling," Miyakawa added.

Petrobras otimiza ferramentas em Lula

COMO operadora do consórcio internacional que levou a produção no campo de Lula além de 1 milhão de barris por dia, a Petrobras agora pode expandir dramaticamente a aplicação de ferramentas de otimização da produção como a pesquisa sísmica de nodos no fundo do oceano e a completção inteligente dos poços.

Uma equipe de jovens especialistas da Petrobras apresentou ao público da OTC Brasil 2019 algumas das realizações em um campo em que a operadora está implantando novos sistemas de produção a uma taxa média de uma unidade a cada sete meses.

Natalia Cruz, consultora geofísica da empresa, descreveu o planejamento e a execução de uma pesquisa 4D da linha de base usando nodos no fundo do oceano, oferecendo um vislumbre das imagens de alta qualidade obtidas no que atualmente pode ser considerado o maior desenvolvimento de águas ultraprofundas do mundo.

"As imagens produzidas eram de uma qualidade muito alta e estamos muito interessados em obter uma cobertura sísmica 4D completa de todo o campo. Serão cerca de 3.000 quilômetros quadrados, o que é consideravelmente maior do que qualquer pesquisa de nodos no fundo do oceano já realizada antes," disse Cruz.

Espera-se que a disponibilidade de sísmica 4D aumente muito o escopo e a eficácia do projeto de injeção alternada de água e gás (WAG) do campo, de acordo com Tetsuo Miyakawa, engenheiro sênior de reservatórios da Petrobras.

Miyakawa delineou outros métodos que o consórcio usou para diminuir as incertezas, começando com ferramentas iniciais como a amostragem de fluidos, que revelaram que a razão gás-óleo era mais alta no topo do reservatório de Lula.

O uso de WAG, juntamente com ferramentas como a completção inteligente, permitiu à Petrobras responder a essas características, buscando a maior razão de óleo para otimizar a recuperação.

Até agora, 134 poços foram perfurados no campo de Lula, dos quais 62 receberam completções inteligentes.

Refletindo as reduções obtidas no tempo e nos custos de perfuração, houve uma redução de 63% no tempo que a Petrobras leva para realizar a completção inteligente, disse Miyakawa. "Estamos analisando o que podemos alcançar combinando ferramentas como o WAG com cobertura completa de sísmica 4D e aumento do uso de perfuração inteligente", acrescentou Miyakawa

OUR ATTITUDE GETS
US INTO DEEP WATER.

wood. make it possible

Visit us at booth B33