



OTC BRASIL 2015

AN EVENT ORGANIZED BY IBP AND OTC

OFFICIAL SHOW
DAILY PRODUCED BY

upstream

THURSDAY 29 OCTOBER 2015 / QUINTA-FEIRA 29 OUTUBRO 2015

upstreamonline.com

Distinguished Achievement Award

Caapeiro Pinto recebe premiação

Page 8



NEWS NOTÍCIA



Reducing deep-water costs in spotlight
Reduzindo custos na construção de poços Page 3

ANP flags up age concern
ANP alerta sobre extensão de concessões Page 4

Repsol system aims to head off spill accidents
Sistema da Repsol alerta sobre vazamentos Page 6



DeepStar puts spotlight on riser technology
Tecnologia da DeepStar em foco Page 7

Career opportunities in focus
Oportunidades de carreira em destaque Page 8

Conference programme
Programa da conferência Page 10

For more news visit upstreamonline.com

upstream

Get up to speed with the latest news from the world of oil and gas. Visit us at Pavilion 3, Stand F1 or log on to www.upstreamonline.com

Petrobras celebrates rate cuts for fleet

Page 2



Petrobras exploration and production director
Solange Guedes

Photo: OTC

Petrobras comemora redução nos contratos

Integration key for projects Integração crucial para projetos

Page 9

Stakes high for Mexico México na expectativa por rodada

Pages 14&15



Crisis? Yes...

But you still have your challenges...
Don't stop. And count on us!

Radix: excellence in Engineering & Software.



BRAZIL

Petrobras cheers fleet rate cuts

Brazilian giant gains reductions of 13% as company's pre-salt drive takes centre stage



FABIO PALMIGIANI
Rio de Janeiro

BRAZIL'S Petrobras has revealed it has secured average reductions of 13% on charter rates for its offshore fleet of rigs and vessels so far, as it continues to put pressure on contractors and rein in expenses.

"We started this process in late 2014 and had an immediate response from our supply chain," Petrobras exploration and production director Solange Guedes said on the sidelines of OTC Brasil.

"There are some particular cases related to new upstream contracts in which we are obtaining discounts of as much as 20%."

She said the industry in general has been receptive to Petrobras' request for rate reductions, as operators around the globe continue to tighten their belts in response to low oil prices.

"Our contractors need options to be displayed on the table, so that these negotiations become a win-win situation," said Guedes.

"We don't want anyone to lose. We are respecting all our contracts, but these negotiations require some give and take from both sides.

"This is a continuous process that does not have a time limit.

"The message I'm sending is that we need to work together to make the oil and gas industry advance in Brazil, at a time we are all looking to optimise our processes and come up with more competitive solutions."

In a keynote speech earlier, Guedes took centre stage in a room packed with industry representatives to highlight many of the technological innovations that made Brazil's success in the pre-salt province possible.

She presented an overview of Petrobras' trajectory since the first offshore discoveries were made on the continental shelf several decades ago.

Guedes talked about how standardisation in well drilling and other processes helped reduce costs and improve efficiency over the years at both old and new production systems.

"Operational efficiency in the



Process: Petrobras exploration and production director Solange Guedes gives a presentation during OTC Brasil

Photo: OTC

Petrobras comemora redução nos contratos

A Petrobras revelou que obteve reduções médias de 13% nas taxas de seus contratos para sondas e embarcações offshore até o momento, uma vez que continua colocando pressão em seus fornecedores e controlando suas despesas.

"Nós começamos esse processo no fim de 2014 e tivemos uma resposta imediata de nossa cadeia de fornecedores. Há alguns casos em particular relacionados a novos contratos no setor de upstream em que obtivemos descontos de até 20%", disse a diretora de exploração e produção da Petrobras, Solange Guedes, durante a OTC Brasil 2015.

Ela disse que a indústria em geral tem sido bem receptiva ao pedido da Petrobras por reduções nas taxas de seus contratos, já que operadores ao redor do mundo apertam seus cintos em resposta os preços baixos do petróleo.

"Nossos fornecedores precisam que as opções sejam colocadas na mesa, para que essas negociações sejam vantajosas para ambos os lados. Nós não queremos ver ninguém no prejuízo. Nós estamos respeitando todos os nossos contratos, mas

essas negociações requerem um pouco de boa vontade dos dois lados", disse ela.

"Esse é um processo contínuo que não tem data para acabar. A mensagem que estou mandando é que nós precisamos trabalhar juntos para fazer a indústria de óleo e gás no Brasil acontecer, à medida que estamos buscando otimizar nossos processos e trazer soluções mais competitivas".

Em um discurso antes, Guedes ficou nos holofotes para uma plateia de representantes da indústria para destacar muitas das inovações tecnológicas que fizeram possível o sucesso do Brasil na província do pré-sal.

Ela fez um panorama da trajetória da Petrobras desde que as primeiras descobertas na plataforma continental foram feitas há décadas.

Guedes mencionou como a padronização na perfuração de poços e outros processos ajudaram a Petrobras a reduzir custos e melhorar a eficiência ao longo dos anos tanto em sistemas de produção antigos quanto novos.

"A eficiência operacional no pré-sal foi em média de 92,4% nos últimos três anos, e em

15 de setembro atingimos um novo recorde de produção no pré-sal de 1,12 milhão de barris de óleo equivalente por dia", disse Guedes.

"A produção no pré-sal triplicou nos últimos 30 meses, com cada um dos 10 principais poços na região produzindo mais de 30.000 barris de óleo por dia em média".

Antes mesmo de começar a produzir na descoberta de Tupi – atual campo de Lula – através de um teste de longa duração em maio de 2009, a Petrobras trabalhou para agregar a maior quantidade possível de informação do pré-sal, e agora tem uma grande quantidade de dados sísmicos e de poços disponível para estudos.

"O pré-sal é um dos maiores clusters de conhecimento que geraram valor em menos de 10 anos", ela acrescentou.

Ela enfatizou que o caso de Lula é um exemplo de como a companhia usou a informação em mãos para realocar alguns FPSOs destinados para o campo.

Uma série de TLDs no pré-sal se mostrou frutífera para a Petrobras, uma vez que a informação coletada mostrou as melhores locações para a produção de óleo.

pre-salt averaged 92.4% in the past three years, and on 15 September we reached a record output of 1.12 million barrels per day of oil equivalent," Guedes said.

"Production in the pre-salt tripled over the last 30 months, with each of the top 10 wells in the cluster producing more than

30,000 barrels per day of oil on average."

Even before first oil started to flow from the Tupi discovery – which was later renamed the Lula field – via an extended well test in May 2009, Petrobras worked to gather as much information as possible from the pre-

salt, and it now has a large amount of seismic and well data available for studies.

"The pre-salt is one of the biggest clusters of knowledge turned into value in less than 10 years," she added.

She highlighted the Lula case as an example of how the company

used the information at hand to relocate some floating production, storage and offloading vessels that were destined for the field.

A series of extended well tests in the pre-salt proved rewarding for Petrobras, as the information gathered showed the sweet spots for oil production.

DEEP WATER



Formula: Petrobras well construction technology manager Augusto Borella Hougaz

Photo: OTC

Reduzindo custos na construção de poços

Oportunidades para redução de custos de poços em águas profundas foi o tema de um painel nesta quarta-feira de manhã na OTC Brasil 2015.

Augusto Borella Hougaz, gerente de tecnologia de construção de poços da Petrobras, comparou os ganhos de eficiência em paradas de boxe na Fórmula 1 nas últimas cinco décadas com os avanços na indústria de óleo e gás.

Hougaz mostrou dois vídeos – o primeiro de três mecânicos levando 67 segundos para trocar dois pneus de um carro de F1 na década de 1950, e outro de uma corrida da semana passada em que uma equipe de 14 mecânicos da Lotus trocou os quatro pneus do bólido em menos de três segundos.

“Os ganhos em eficiência e o uso de novas tecnologias na F1 permitiram essa evolução impressionante, e o mesmo está acontecendo na indústria petrolífera quando se trata da construção de poços”, disse Hougaz.

“Nós temos que continuar mudando nosso desempenho e melhorando o processo de construção de poços, porque nós precisamos pensar como

podemos reduzir custos e manter o negócio vivo no longo prazo”.

Segundo Hougaz, as companhias precisam continuar trabalhando em designs melhores para melhorar a produtividade do poço, aumentar a segurança e integridade, melhorar o desempenho e reduzir o tempo não-produtivo e de intervenção por poço.

Ele acrescentou que a Petrobras já está trabalhando em novas tecnologias para reduzir custos na construção de poços, tais como perfuração sem riser e completação inteligente sem cabo.

O executivo da Shell, Arno van den Haak, disse que o Brasil tem amplas oportunidades de otimizar os custos de poços, o que poderia elevar o valor de projetos de upstream em cerca de 15%.

“Nós fomos capazes de melhorar nosso desempenho de perfuração no nosso projeto no BC-10 no Brasil em 50% da fase um para a fase três”, disse van den Haak.

O gerente de perfuração da BG no Brasil, Miguel Mollinedo, disse que a companhia, em parceria com a Petrobras, foi capaz de reduzir o tempo médio de perfuração de poços de exploração no pré-sal em 27% de 2014 para 2015, de 89 para 65 dias.

Reducing deep-water costs in spotlight

Advances in **oil and gas industry** compared to **F1 pit stops** progress

FABIO PALMIGIANI
Rio de Janeiro

THE importance of cost reduction opportunities for deep-water wells was the subject of a panel yesterday at OTC Brasil.

Augusto Borella Hougaz, Petrobras well construction technology manager, compared the efficiency gained in Formula 1 pit stops over the past five decades to the advances in the oil and gas industry.

Hougaz showed two videos – the first in the 1950s where three mechanics took 67 seconds to change two tires on an F1 car, and the other from a race that took place last week, when a 14-member Lotus team changed all four tires in less than three seconds.

“The gains in efficiency and new technologies in F1 allowed for this impressive evolution, and the same is happening in the oil industry regarding well construction,” Hougaz said.

“We need to keep changing our performance and improve the well construction process every time, because we need to think how we can reduce costs and keep business alive in the long run.”

According to Hougaz, compa-

nies need to continue working on better designs to improve well productivity, increase safety and integrity, improve performance and reduce non-productive time and intervention per well.

He added that Petrobras is already working on new technologies to reduce costs in well construction, such as riserless drilling and cableless intelligent completions.

Shell executive Arno van den Haak said Brazil presents a large opportunity for optimising well costs, which could enhance the value of upstream projects by about 15%.

“We were able to improve drilling performance in our BC-10 project off Brazil by 50% from phase one to phase three,” van den Haak said.

BG Group Brazil drilling manager Miguel Mollinedo said the company, in partnership with Petrobras, was able to reduce the average drilling time of exploration wells in the pre-salt by 27% from 2014 to 2015, from 89 days to 65 days on average.

BRAZIL

ANP flags up age concern

Brazilian regulator puts **ageing infrastructure on agenda** as players look to extend licences



GARETH CHETWYND
Rio de Janeiro

BRAZIL'S National Petroleum Agency (ANP) has expressed concern that operators hoping to extend their oil and gas concessions may not be taking account of the age and condition of production infrastructure.

This issue is coming to the fore as several 27-year concessions retained by Petrobras at the 1998 opening of the Brazilian oil sector are now close to expiring.

Granting extensions on these leases will not be a simple exercise in rubber-stamping, the regulators warn.

"We want to ensure that the process of extending concessions goes hand in hand with validation of life extension for the infrastructure," said Caroline Morais, ANP deputy manager for operational safety.

Morais presented data showing the ageing state of much of the infrastructure on Brazil's offshore oilfields.

In the Sergipe-Alagoas basin, for example, 21 shallow water



Mandates: ANP director general Magda Chambrind at OTC Brasil

Photo: OTC

structures — 80% of the total — are more than 25 years old.

The older fixed platform infrastructure in this basin presents different challenges to renewal proposals in the maturing deep-water Campos basin, where the replacement of ageing floating production units is often the best route, Morais said. In recent years

the ANP, headed by director general Magda Chambrind, has already begun mandating new investments in Petrobras-operated mature deepwater fields, in the interest of optimising national production.

On Marlim, Petrobras has been told to install a new floating production, storage and offloading

vessel by 2020. Morais warned that the ANP is paying increased attention to the "true" age of converted platforms.

Morais referred to investigations into the accident that ripped through the Cidade de Sao Mateus FPSO in February.

The hull conversion project was carried out in 2007, but the hull

itself was built in 1989. "Conversion sometimes includes replacement or upgrade of the marine systems and pump room, but it was found that this was not done with the Sao Mateus," she said.

The investigation and findings on the Sao Mateus will be discussed in a special workshop in Rio de Janeiro next week.

"We are very concerned about this issue," Morais said.

The ANP is also trying to draw more attention to the issue of topsides integrity.

Brazilian regulations do not require certification of topsides, but this is something the ANP wants operators to think about when they look to extend their concessions.

The ANP is also seeking insight through benchmarking exercises, looking at experiences in the area of life extension in Norway, Australia and the UK.

In the subsea sector, the ANP has just issued Resolution ANP 41/2015, fleshing out the regulations on risers and flowlines.

The agency has singled out flexible risers as an area of concern under the impression that verifying the integrity of these assets tends to demand more input on the part of the operators than is the case with rigid risers, which normally host pipeline pig runs.

The OTC brownfields panel also included a study of fixed platform decommissioning in the Brazilian sector, presented by Felice Mimmi, of Technip's Genesis unit.

ANP alerta sobre extensão de concessões

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) expressou preocupação de que operadores que buscam estender suas concessões de óleo e gás podem não estar levando em consideração a idade e as condições de infraestrutura de produção.

O assunto veio à tona no momento em que várias concessões de 27 anos retidas pelas Petrobras em 1998 na abertura do setor petrolífero brasileiro estão perto de expirar.

Conceder extensões nessas concessões não será algo simples, alertam reguladores.

"Nós queremos garantir que o processo de extensão das concessões caminhe junto com a validação da extensão de vida da infraestrutura", disse Caroline Morais, vice gerente de segurança operacional da ANP.

Morais apresentou dados mostrando a idade de muitas infraestruturas em campos no offshore brasileiro.

Na Bacia de Sergipe-Alagoas, por exemplo, 21 estruturas de águas rasas — 80% do total — têm mais de 25 anos de idade.

A mais antiga plataforma nessa bacia apresenta diferentes desafios se comparada a estruturas na Bacia de

Campos, onde a substituição de unidades de produção tem sido mais rotineira, disse Morais.

Nos últimos anos a ANP, chefiada pela diretora-geral Magda Chambrind, começou a exigir novos investimentos da Petrobras em campos maduros de águas profundas, no interesse de otimizar a produção nacional.

No campo de Marlim, a Petrobras será obrigada a instalar um novo FPSO até 2020.

Morais alertou que a ANP está prestando mais atenção à "verdadeira" idade de plataformas convertidas.

Morais se referiu às investigações sobre a explosão no FPSO Cidade de São Mateus em fevereiro.

O projeto de conversão do casco desse FPSO ocorreu em 2007, mas o casco em si foi fabricado em 1989.

"As conversões às vezes incluem substituições ou melhorias nos sistemas submarinos e de salas de bombeamento, mas foi descoberto que isso não foi feito com o São Mateus", disse ela.

A investigação e as descobertas no São Mateus serão discutidas em um workshop

especial no Rio de Janeiro na semana que vem. "Estamos preocupados com esse assunto", disse Morais.

A ANP também está tentando chamar mais atenção para o assunto de integridade dos topsides.

Reguladores brasileiros não exigem a certificação de topsides, mas isso é algo que a ANP quer que os operadores pensem a respeito quando buscam estender as concessões de campos.

A ANP também está buscando informações e experiências de extensões de vida útil em campos na Noruega, Austrália e Reino Unido.

No setor subsea, a ANP acabou de emitir a Resolução 41/2015, a respeito de risers e linhas de escoamento.

A agência sinalizou que a área de risers flexíveis é uma que dá a impressão que verificar a integridade desses ativos demanda mais por parte dos operadores do que risers rígidos.

O painel de campos maduros da OTC Brasil incluiu um estudo de decomissionamento de plataformas fixas no setor brasileiro, apresentado por Felice Mimmi, da Genesis, unidade da Technip.

Join the winners club!

In turbulent times like these, it is more important than ever to have good, accurate and timely information about the industry in which you operate.

Our goal is to help you save time and money. A subscription to Upstream ensures that you will be on top of all the important industry news from around the world, without having to read scores of regional and niche publications and websites. We have all the bases covered for you.



Take a free trial now – no strings attached!
Your only risk is becoming more knowledgeable!
www.upstreamonline.com/trial



upstream
THE INTERNATIONAL OIL & GAS NEWSPAPER

TECHNOLOGY

Repsol system aims to head off spill accidents

Technology developed with Indra intended to alert oil companies for early action



ALEXANDRE SPATUZZA
Rio de Janeiro

AS THE oil industry faces increasingly stringent environmental control measures, avoiding accidents has become more vital than ever, delegates were told at OTC Brasil.

Spanish major Repsol believes its new radar/infrared early detection system could save millions of dollars by allowing operators to take action early in an oil spill.

"We believe that a when a big event happens, lots of smaller events occurred before it," Repsol senior researcher Antonio Pérez Lepe said at OTC Brasil.

"The industry has always been focused on prevention and response, so there has always been a gap there," he added, pointing specifically at monitoring activity.

Lepe has come to Brazil to show the system to Ibama, Brazil's federal environmental authority, as it prepares to sell the system to other operators and expand its installation on its own assets, including in Mexico and Peru.

The system combines images from radar sweeps and infrared cameras that monitor subsea



Focus: Repsol senior researcher Antonio Pérez Lepe

Photo: OTC

pipelines and tubes around the clock.

The integration of images through an algorithm allows safety and environmental teams to decide on the best action to take before a problem gets big, supplementing physical monitoring, usually carried out by boat.

Started in 2010, when Repsol teamed up with Spanish defence and airport industry supplier Indra, it was concluded in 2013.

"The technologies are not new,

but the heart of the system is the algorithm that can interpret the data and images," said Lepe.

While radar has the long-range reach of five kilometers, the infrared cameras, which have a range of around 200 metres, are highly sensitive and allow for the detection of chemicals in the water, especially at night.

"Between the two, there is higher coverage during the year," he said.

Repsol is using the system on

one of its offshore platforms in the Mediterranean Sea and in its refinery terminal at Tarragona, northern Spain.

It is now concluding the installation of the system in a multi-buoy offshore project in Peru.

On the offshore platform — with two installations at opposite corners — the system has already set off an alarm as a result of a minor diesel spill from a boat being cleaned nearby, he said.

Carmon Creek cancelled

ANGLO-Dutch supermajor Shell will take a C\$2 billion (US\$1.5 billion) hit on its Carmon Creek assets in northern Alberta, Canada after cancelling plans to develop the thermal oil sands project.

After sanctioning the 80,000 barrels per day in-situ project in the Peace River oil sands in October 2013, Shell announced an about-face on Tuesday when it said the project is no longer feasible.

"We are making changes to Shell's portfolio mix by reviewing our longer-term upstream options worldwide, and managing affordability and exposure in the current world of lower oil prices. This is forcing tough choices at Shell," chief executive Ben van Beurden said.

The decision comes less than two months after Shell cancelled its US Arctic offshore drilling plans in the Beaufort Sea after spending US\$7 billion on activity.

Carmon Creek's proven reserves of 418 million barrels are being de-booked and classified as contingent resources.

Shell cancela projeto

A petrolífera anglo-holandesa Shell vai receber um golpe de C\$ 2 bilhões (US\$ 1,5 bilhões) em seus ativos em Carmona Creek, no norte de Alberta, no Canadá, após cancelar o plano de desenvolvimento do projeto de áreas betuminosas.

Após sancionar o projeto de extração de 80.000 barris por dia nas áreas betuminosas de Peace River em outubro de 2013, a companhia deu uma guinada de 180° na terça-feira, ao anunciar que o projeto não era mais factível.

"Estamos fazendo alterações no portfólio da Shell, revisando nossas opções de E&P de longo prazo em todo o mundo, de forma a administrar a viabilidade financeira e a exposição no momento atual de baixa nos preços do petróleo. Isso obrigou a Shell a tomar decisões difíceis", afirmou Ben van Beurden, presidente da companhia.

A decisão foi anunciada menos de dois meses após o cancelamento dos planos de perfuração offshore no Mar de Beaufort, na região do Ártico nos Estados Unidos, que consumiu US\$ 7 bilhões em investimentos.

As reservas comprovadas de Carmon Creek, que somam 418 milhões de barris, deixaram de ser contabilizadas e foram classificadas como recursos contingentes.

Sistema da Repsol alerta sobre vazamentos

No momento em que a indústria do petróleo enfrenta medidas de controle ambiental cada vez mais rigorosas, evitar acidentes é cada vez mais essencial. A espanhola Repsol acredita que o novo sistema de detecção precoce com radar e infravermelho desenvolvido pela companhia pode economizar milhões de dólares ao permitir que as operadoras tomem as medidas necessárias logo no início de um vazamento de óleo.

"Acreditamos que, quando acontece um evento de grande magnitude, é porque vários outros de pequena magnitude ocorreram antes", afirmou Antonio Pérez Lepe, pesquisador sênior da Repsol, na conferência OTC Brasil, realizada no Rio de Janeiro. "A indústria sempre esteve concentrada na prevenção e na resposta, então sempre houve uma lacuna", acrescentou, mencionando especificamente a atividade de monitoramento.

Lope veio ao Brasil para mostrar o sistema

ao Ibama, enquanto se prepara para vender o sistema a outras operadoras e ampliar a instalação em seus próprios ativos, como no México e no Peru.

O sistema combina imagens de varreduras de radar e câmeras de infravermelho que monitoram dutos e tubulações submarinas 24 horas por dia.

A integração das imagens por meio de um algoritmo permite que as equipes de segurança e meio ambiente decidam a melhor ação a tomar antes que um problema assuma grandes proporções, complementando o monitoramento físico, normalmente realizado por barco.

O projeto, iniciado em 2010 quando a Repsol se uniu à Indra, fornecedora espanhola de equipamentos para a indústria aeronáutica e de defesa, foi concluído em 2013.

"As tecnologias não são novas, mas o coração do sistema é o algoritmo que pode

interpretar os dados e as imagens", explicou Lepe.

O radar tem longo alcance, de cinco quilômetros, e as câmeras de infravermelho, com alcance de cerca de 200 metros, são altamente sensíveis e permitem a detecção de produtos químicos na água, principalmente à noite.

"Conjugando os dois, a cobertura é alta o ano todo", afirmou.

A Repsol está usando o sistema em uma de suas plataformas offshore no Mar Mediterrâneo e no complexo de refino em Tarragona, no norte da Espanha. A companhia está concluindo a instalação do sistema em um projeto offshore com sistema de ancoragem com múltiplas boias no Peru.

Na plataforma offshore — com duas instalações em cantos opostos — o sistema já disparou um alarme por causa de um pequeno vazamento de diesel causado pela limpeza de um barco nas proximidades.

DEEP WATER

DeepStar puts spotlight on riser technology

Research partnership gives update on efforts to tackle challenges of deep water



KATHRINE SCHMIDT
Houston

GLOBAL oil and gas research partnership DeepStar provided an update yesterday at OTC Brasil on the wide range of technology research it is tackling to overcome challenges in deep-water fields.

Especially in the spotlight was buoyancy-supported riser technology utilised by Brazilian player Petrobras, an innovation born out of an initial DeepStar study dating from the early 1990s, said panelist Ricardo Franciss.

The completed technology was installed in 2013 and 2014 in four pre-salt fields, including Sapinhoa and Lula North-East.

The system also was highlighted in the 2015 OTC Brasil Distinguished Achievement Award to Subsea 7.

Petrobras is now considering the technology for other projects, Franciss said, highlighting the system's ability to "uncouple the movement of risers from the platform".

The DeepStar partnership unites a range of operators, contractors, regulators, trade groups and academia to work jointly on select technology projects of common interest.

Andrew Kilmer, of Australia's Amog Consulting, briefed panelists on its work to study micro-biologically induced corrosion on mooring systems, a problem encountered so far in Africa and South-East Asia.

The company will examine various metal samples in laboratory studies and analyse microbial activity, also aiming to develop approaches to predict, manage and mitigate the consequences of the problem.

Water-quality testing will also be carried out to evaluate conditions, temperature, microbe environment and the like.

David Barnes, at GMC Engineering, spoke about his company's efforts on high-strength mechanically connected steel risers, notably its ongoing testing protocols for pipe connectors.

The technology, which he jokingly compared to Lego blocks,



Highlights: panelist Ricardo Franciss of Petrobras

Photo: OTC

Tecnologia da DeepStar em foco

A DeepStar divulgou uma atualização nesta quarta-feira sobre a ampla variedade de pesquisas tecnológicas que seus integrantes estão enfrentando para superar os desafios em águas profundas.

O destaque foi a tecnologia de boião de risers, utilizada pela Petrobras, uma inovação surgida de um estudo da DeepStar iniciado nos anos 1990, explicou o palestrante Ricardo Franciss, durante a OTC Brasil.

A tecnologia completa foi instalada em 2013 e 2014 em campos cruciais do pré-Sal, incluindo Sapinhoá e Lula Nordeste. O sistema também foi destaque no Prêmio da OTC Brasil 2015 para a Subsea 7.

A Petrobras está considerando o uso da tecnologia para outros projetos, afirmou Franciss ao destacar a capacidade do sistema para "desacoplar o movimento dos risers da plataforma".

A DeepStar reúne um conjunto de operadores, prestadores de serviço, entidades reguladoras, grupos de comércio e universidades para trabalhar conjuntamente em projetos tecnológicos selecionados de interesse comum.

Andrew Kilmer, da australiana Amog Consulting, orientou os palestrantes em seu trabalho a respeito de um estudo de corrosão

induzida microbiologicamente em sistemas de ancoragem, um problema encontrado, por enquanto, na África e Sudeste Asiático.

A empresa vai examinar várias amostras do metal em laboratório para estudar e analisar a atividade microbiana, além de buscar o desenvolvimento de estratégias de previsão, gerenciamento e mitigação das consequências do problema.

Testes de qualidade da água também serão realizados para avaliar condições, temperatura, o ambiente microbiano e outros.

David Barnes, da GMC Engineering, falou sobre os esforços da empresa em fortalecer risers de aço conectados mecanicamente, nomeadamente os protocolos de testes em curso para conectores de tubos. A tecnologia que ele, brincando, comparou com blocos de Lego, permite essencialmente que os tubos sejam acoplados juntos.

Fundidos com um tipo de junta de fricção, o método não requer complementação com solda nas embarcações de trabalho.

A GE, por sua vez, desenvolveu novos polímeros aplicáveis a risers flexíveis de alta pressão. O equipamento será desenhado para suportar pressões de mais de 30,000 libras por polegada quadrada, de acordo com Peter Kirtin e Upul Fernando.

allows pipes to essentially be snapped together.

Fused with a type of friction joining, the methodology does not require a full complement of welding equipment on work vessels.

US conglomerate GE, for its part,

has developed new polymers to be applied to high-pressure flexible flowline risers.

The equipment will be designed to withstand pressures of up to 30,000 pounds per square inch, according to Peter Kirtin and Upul

Fernando of the equipment giant.

Subsea specialist Intecsea is working on dynamic modeling of riser movements, according to Jim Yu, manager, tendons and risers, while Rajiv Aggarwal presented work on dry tree solutions.



New role: Halifax Mayor Mike Savage

Photo: HALIFAX. CA

Savage to lead WECP

MIKE Savage, Mayor of Halifax, Canada, was unveiled as president-elect of the World Energy Cities Partnership (WECP) at its 20th annual general meeting in Rio de Janeiro yesterday.

His two-year term as president starts in January.

"This is the preeminent forum for connecting with global energy power players," Savage said.

"The 23 member cities bring unmatched experience and I will be seeking their advice as we pursue opportunities in the changing energy economy."

The WECP board thanked outgoing president Christine Sagen Helgo, Mayor of Stavanger, Norway, for her efforts over the past two years.

She was acknowledged for expanding the member base, with the addition of Cape Town and Kuala Lumpur, and for helping to strengthen connections between universities and researchers.

Savage vai comandar WECP

Mike Savage, prefeito de Halifax, no Canadá, foi aclamado como presidente eleito do World Energy Cities Partnership (WECP), durante o 20º encontro geral anual do grupo no Rio de Janeiro, nesta quarta-feira. Seu mandato de dois anos como presidente inicia em janeiro.

"Este é o fórum mais eminente para conexão com os atores globais da energia", disse Savage. "As 23 cidades-membro trazem experiências inigualáveis e eu estarei sempre em busca de seus conselhos para perseguir oportunidades de mudar a economia energética".

O conselho da WECP agradeceu à presidente Christine Sagen Helgo, prefeita de Stavanger, na Noruega, pelos esforços feitos nos últimos dois anos. Ela ficou conhecida por expandir a base de membros, com a entrada da Cidade do Cabo e Kuala Lumpur, e por ajudar a fortalecer as conexões entre universidades e pesquisadores.

OTC BRASIL

Career opportunities in focus

Lively OTC Brasil Panel discusses experiences and encourages new entrants



CONCERNS about the availability of suitably qualified workers and the profile of professionals actually entering the market were aired in a lively panel held at OTC Brasil yesterday.

An audience of executives, students, experts and recruitment specialists discussed careers and opportunities in the oil industry, pondering also some of the current challenges facing the oil sector.

In an entertaining format intended to provide encouragement for the professionals of the future, each invited speaker told listeners about their own career paths.

In each case, the successful career path could be traced back to important decisions, such as the choice of university degree, but also times of hard work and sacrifice. "I am convinced that today's oil industry can match or better the opportunities that were available to me," said Brazilian Petroleum Institute (IBP) president Jorge Camargo.

"We are producing 2 million barrels of oil today and I believe that, with the diversity of resources and technological advances that are available to us, we could get to 6 million bpd."

Experts on the panel identified language skills, especially English, as a simple element that has the capacity to significantly improve career prospects.

Headhunter Alessandra Simoes said that learning how to network was also a major plus.

She described this as being aware that "at any given moment you are marketing yourself".

Flexibility, adaptability, strength of character and the capacity to change things were all identified as important characteristics of the professional of the future.

"While you are not actually in employment, you should do everything you can to keep adding to your curriculum vitae," said ExxonMobil's Brazil operations manager Ivan Almeida.

"When it comes to hiring, we look at everything, not just academic background, but also everything you have done and how you interact with the world around you."

"Always remember that theory is not enough. It's important that you have stories to tell, because at the end of the day these things count in the job market — well-qualified people, but people with life experience as well," he added.



Ceremony: Antonio Capeleiro Pinto (left) receives his award

Photo: OTC

Distinguished achievement award for Capeleiro Pinto

ANTONIO Capeleiro Pinto, a Petrobras engineer with 33 years of experience, received a distinguished achievement award at OTC Brasil 2015 yesterday for his contribution to the technical development and management of deep-water and ultra-deepwater fields.

Capeleiro Pinto worked for many years on the Marlim project and since 2007 has headed the design of field development projects in the Santos basin pre-salt province.

"All I know and all I am, I learned here with my colleagues. Petrobras gave me the conditions to fulfil all my dreams," he said to a standing ovation from the crowd.

Meanwhile, Subsea 7 was awarded a prize for developing an innovative deep-water riser system, from concept to full production, at the Sapinhoa and Lula Northeast fields.

"That was undoubtedly the most intense project the company has ever had in its history," said Subsea 7 Brazil senior vice president Victor Bomfim.

The spotlight of new technology award went to FMC Technologies, in recognition of the company's shape memory alloy fittings in subsea hydraulic tubing connections.

Capeleiro Pinto recebe premiação

Antônio Capeleiro Pinto, um engenheiro da Petrobras com 33 anos de experiência, recebeu hoje um prêmio na OTC Brasil 2015 por suas contribuições para o desenvolvimento técnico e gerenciamento de campos em águas profundas e ultra profundas.

Capeleiro Pinto trabalhou por muitos anos no projeto de Marlim, e desde 2007 chefia o design de projetos de desenvolvimento de campos na província do pré-sal na Bacia de Santos.

"Tudo o que conheço e sou, aprendi aqui com meus colegas. A Petrobras me deu as condições para realizar todos os meus sonhos", disse ele, sendo aplaudido de pé.

A Subsea 7 recebeu um prêmio por desenvolver uma solução inovadora para um sistema de risers em águas profundas, da concepção à produção, nos campos de Sapinhoá e Lula Nordeste.

"Esse foi, sem dúvida, o projeto mais intenso que a companhia já teve em sua história", disse o vice-presidente sênior da Subsea 7 no Brasil, Victor Bomfim.

O prêmio tecnológico foi para a FMC Technologies.

Oportunidades de carreira em destaque

A preocupação com a formação de mão-de-obra especializada e com o perfil dos profissionais que estão ingressando no mercado de trabalho do setor de petróleo foi tema de uma das atividades mais descontraídas ofertadas pela OTC 2015.

Juntos, executivos, estudantes, experts e recrutadores debateram, em um bate-papo informal, sobre energia, carreiras, crises e oportunidades.

Para incentivar os futuros profissionais, cada convidado contou sua própria história. Em comum, depoimentos que afirmam que o sucesso é decorrente das escolhas e sacrifícios feitos durante a vida, principalmente a partir do ingresso em um curso de graduação.

"Estou convencido que a indústria do petróleo pode oferecer oportunidades tão boas ou melhores a vocês do que ofereceu a mim. Produzimos hoje 2 milhões de barris de óleo por dia e acredito que, com a diversidade de recursos e os avanços tecnológicos, podemos chegar a 6 milhões", garantiu o presidente do Instituto Brasileiro do Petróleo, Jorge Camargo.

Fundamental também para aumentar as chances na carreira, segundo os experts, é dominar o inglês e investir em um sólido networking. "Saber que a todo momento você está se vendendo, divulgando você mesmo", explicou a headhunter Alessandra Simões.

Flexibilidade, capacidade de adaptação,

resiliência e capacidade de gerar mudanças foram características também citadas como essenciais ao profissional do futuro.

"Enquanto você ainda não está empregado, tudo o que puder fazer que acrescente ao currículo, vale. Na hora de contratar, a gente olha para tudo: não só a sua formação acadêmica, mas o que já viveu e como interage com o mundo à sua volta", explicou o gerente de operações da ExxonMobil no Brasil, Ivan Almeida.

"Mas lembre-se sempre de que não basta a teoria. É preciso ter histórias para contar. Porque no final, é isso que o mercado contrata: pessoas com preparo, mas com experiências de vida também", finalizou Simões.

LEADERSHIP SUMMIT



Big society: the Leadership Summit panel

Photo: OTC

Integration key for projects

Leaders of **professional societies** look at ways to help developments meet **budgets and schedules**

INTEGRATION between the different technical skills and analysis of huge amounts of data were two of the ways suggested by professional societies to reduce the vast number of oil and gas projects worldwide that fail to meet cost budgets and schedules.

"Lack of integration is one of the main causes," said Brazilian Petroleum Institute (IBP) president Jorge Camargo at the opening session of OTC Brasil Leadership Summit.

"When I was an intern in Petrobras, geologists didn't talk to geophysicists. Although things have improved, integration is still an important issue."

OTC Brasil brought together the heads of the of the main professional societies involved in the oil and gas industry to discuss these challenges.

They recognise these problems, so they have programmes to nurture dialogue with other professional groups and to attract new professionals as the industry ages.

For Janeen Judah, president-elect of the Society of Petroleum Engineers (SPE), the industry is perhaps facing the right moment to improve quality and train new people.

"In the downturn of the industry, we should be taking the time to analyse these terabytes of data that we are producing," she said.

"The statistics indicate an engineering quality problem and the industry really cannot afford to have these multi-billion dollar projects failing. We need to bring



a little more engineering rigour to our projects."

She said the SPE now offers thousands of technical papers online, which can be downloaded by members.

Although she promised to continue expanding the availability of data and improve training through webinars, she called for the industry to seek out big players such as IBM to help process data.

"The Internet of Things is already a reality in other industries and should be adopted by us," she said.

"The next big thing for the oil and gas industry is big data, the big prize is production optimisation."

Anelise Lara, Petrobras' E&P manager for the Libra oilfield, illustrated the leadership challenges she faces two years into the concession.

She manages a 170-person team from five different companies and from at least five different countries, while striving to deliver a profitable project amidst low oil

Integração crucial para projetos

A integração de diferentes aptidões técnicas e a análise de quantidades enormes de dados foram os dois principais caminhos indicados pelas associações profissionais para reduzir a enorme quantidade de projetos que excedem os orçamentos e prazos programados.

"A falta de integração é uma das causas principais", salientou Jorge Camargo, presidente do Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP), durante o Leadership Summit, na OTC Brasil, no Rio de Janeiro.

"Quando eu era um estagiário na Petrobras, os geólogos não conversavam com os geofísicos. As coisas melhoraram, mas a integração ainda é uma questão importante".

A OTC Brasil juntou representantes das principais associações ligadas ao setor de petróleo e gás para discutir estes desafios. Todos reconhecem o problema e já desenvolvem programas para promover diálogos multidisciplinares e para atrair novos profissionais para compensar um envelhecimento dos profissionais do setor.

Para Janeen Judah, presidente-eleita da Sociedade de Engenheiros de Petróleo (SPE), a indústria está em um momento propício para elevar a qualidade e treinar novos profissionais.

"Num momento de baixa da indústria, deveríamos estar analisando todos estes terabytes de dados que estamos produzindo", sugeriu.

"As estatísticas indicam que existe um problema de qualidade na engenharia e o setor não pode conviver com estes projetos multibilionários não dando certo. Temos que trazer um pouco mais de rigor técnico para os projetos".

Ela lembrou que a SPE hoje oferece milhares de trabalhos técnicos pela internet que podem ser baixados pelos associados. Prometendo que vai

continuar a aumentar esta oferta de dados e melhorar o treinamento por meio de webinars, ela também propôs que o setor busque empresas de TI como a IBM para ajudar a processar os dados.

"A 'Internet of Things' já é uma realidade para outras indústrias e nós devemos adotá-la também", disse. "O próximo passo para o setor é o 'big data', o grande prêmio é a otimização da produção".

Anelise Lara, gerente de exploração e produção da Petrobras no campo de Libra, ilustrou os desafios de liderança que enfrenta dois anos após o início do projeto.

Ela gerencia uma equipe de 170 pessoas de cinco empresas diferentes e de, pelo menos, cinco nacionalidades diversas, que estão trabalhando para desenvolver um projeto rentável em um ambiente de preços baixos.

"Temos que ter talento suficiente para desenvolver o projeto certo, [mas o dilema é] que quando você precisa fazer os maiores investimentos é quando você tem a menor quantidade de informação", explicou.

Uma das principais preocupações de Lara é a transferência de conhecimento entre as especialidades diferentes e até entre gerações, à medida que uma grande proporção de profissionais do setor estão se aproximando da aposentadoria.

"Mais importante que o preço do barril, é a demografia do setor", disse Lara.

As outras associações que estavam presentes foram a Sociedade Americana de Engenheiros Mecânicos, a Sociedade Americana de Engenheiros Cívicos, a Sociedade Brasileira de Geofísica, a Sociedade de Geofísicos de Exploração e a Sociedade Brasileira de Engenheiros de Arquitetos Navais.

prices. "We must be talented enough in order to develop the right project, [but the problem] is that when you need to make the most investment is when you have the least information," she said.

One of Lara's main concerns is the transfer of knowledge between

teams and even between generations, with a large proportion of the professionals in the industry nearing retirement age.

"More relevant than the oil price is the oil industry demographics," said Lara.

Also present at the summit

were representatives from the American Society of Mechanical Engineers, the American Society of Civil Engineers, the Brazilian Geophysical Society, the Society of Exploration Geophysicists and the Brazilian Society of Naval Architects & Naval Engineers.



OTC BRASIL 2015

EVENTS PROGRAMME — THURSDAY 29 OCTOBER

08:00 — 17:00 Registration *Pavilion 1*

09:30 — 12:00 Technical Sessions *Pavilion 5, 2nd Floor*

Panel
Pushing FPU's Boundaries From a Technical and Operational Perspective *Room 201B/C*

Making Subsea Process Happen: Echoes from Subsea Processing Workshop *Room 202A/B*

Technical
Project and Portfolio Management *Room 201A*

Advanced Drilling and Completion Fluids Challenges for Deepwater Offshore Brasil *Room 202C*

Reservoir Engineering I *Room 208*

Material Performance II (Steel and Weld) *Room 209*

Risers *Room 210*

10:00 — 12:00 Professions of the Future *Pavilion 5, Room 103*

Industry Overview

Career Paths

How to increase your chances of joining the industry in times of crisis

12:00 — 20:00 Exhibition and University R&D Showcase *Pavilion 3*

Pontifical Catholic University of Rio Grande do Sul (IPR/PUCRS)
Institute of Petroleum and Natural Resources

Universidade Federal do Ceará
CFD, Separation, and Thermodynamics Tools Applied to Offshore Oil and Gas Production

Universidade Federal do Rio Grande do Sul
Development of Wireless Industrial Communication Hw-Sw Solutions

Universidade de São Paulo *Pavilion 3*
R&D Activities in Offshore Technology

Universidade Federal do Rio de Janeiro
Modeling and Simulation of Pre-Salt Fields Replicants RPSO's

12:00 — 13:45 Topical Luncheons
Topical Luncheon - Oil Price Scenarios Perspectives: Global Oil and Gas Industry and What it Means for Brazil *Room 203ABC*

Upstream Business in Mexico, Find the Opportunities *Room 204B*

14:00 — 16:30 Technical Sessions *Pavilion 5, 2nd Floor*

Panel
Libra and the Next Generation of Pre-Salt Projects *Room 202 A/B*

Technical
Completion *Room 201A*

Subsea Processing Innovations *Room 202A/B*

High Strength Steels for Sour Crude Oil and Gas Environments *Room 202C*

Emerging Drilling Technologies *Room 208*

FPU's Design, Construction and Installation *Room 210*

Reservoir Engineering II *Room 211*

Technical and Invited Presenter
EOR *Room 204A*



English

Português



Free trial subscription



A wise investment

Give yourself an advantage. Give yourself Upstream.

What does a subscription to Upstream give you? It ties you in to the **industry networks** of 30 experienced reporters in important energy hubs **around the globe**. It gives you **exclusive and comprehensive oil & gas news**, every week in Upstream's newspaper and **around the clock** at UpstreamOnline.com. You get **unlimited access** to our **archive** and the **Upstream App**, and you get the sleek bimonthly magazine **Upstream Technology**. Finally, you get **peace of mind**, knowing that you have tapped into the **best source of industry news** in the business. Make your investment today. Just go to www.upstreamonline.com/subscribe



GULF OF MEXICO

BP targeting Mad Dog 2 sanction after savings

UK supermajor expects planned Gulf of Mexico project will now cost less than \$10 billion

EOIN O'CONNOR
London

BP's revamped Mad Dog 2 development in the US Gulf is now seen as "very likely" to come in at less than \$10 billion, according to the UK supermajor's upstream chief executive Lamar McKay.

The company expects to sanction the project early next year, McKay said.

Upstream has reported that South Korean fabricators Hyundai Heavy Industries, Samsung Heavy Industries and Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering were preparing to submit bids by the end of November to build a large semi-submersible platform for Mad Dog 2.

BP had originally decided on a spar-based solution, but the estimated price of about \$20 billion was deemed too high.

Chief executive Bob Dudley told investors this summer that the project could be completed for about \$10 billion because of a simplification of the design.

McKay said in an investor call on Tuesday that the cost is "very likely to be below \$10 billion".

On an impending final investment decision, McKay said: "I do have confidence that we will get to sanction by early 2016."

McKay also said about 80% of other projects on BP's books are below the \$60 breakeven price — with many "well below" this threshold, and very likely to be sanctioned.

BP, as with many other operators, has been cutting costs, with 10% fewer staff and 42% fewer contractors since 2013, while seeing average cost reductions of 15% to 30% across the services spectrum in a three-year period. "We are not choking back activity to fit a frame... It is not a



big choke back that would explode if prices went up," Lamar insisted of the cost-cutting programme. "We are very early in this deflationary cycle and we expect to see more deflation," he said, insisting that BP is not just trying to "slash and burn everything and beat (contractors) to a pulp".

Programme: BP's upstream chief executive Lamar McKay

Photo: BLOOMBERG

Appraisal boost for Anadarko

ANADARKO Petroleum said its closely-watched appraisal of the giant Shenandoah discovery was successful, paving the way for a large-scale development in the deep-water US Gulf.

Anadarko said in its third-quarter earnings report that the well, drilled in Walker Ridge Block 51, hit more than 620 net feet of oil pay in the Lower Tertiary.

The Shenandoah-4 well was spudded in late May in about 5800 feet of water by Diamond Offshore drillship Ocean Black Hawk, and permitted to a depth of more than 31,000 feet.

Anadarko drilled at least one sidetrack that started at 26,000 feet, according to federal US records.

The well was drilled to the west of the first appraisal, which was drilled in 2013 and uncovered a pay column about 1000 feet thick.

Shenandoah-4 was drilled about 800 feet updip of the earlier well.

Positive results at the most recent appraisal add momentum to Anadarko's plan to develop the field with a standalone facility.

The operator has been debating between a spar-based development concept and a semi-submersible production platform, with a decision expected imminently.

Anadarko faz nova descoberta

A petrolífera norte-americana Anadarko Petroleum disse que sua avaliação da descoberta gigante de Shenandoah foi um sucesso, abrindo caminho para um desenvolvimento em grande escala nas águas profundas do Golfo do México.

A Anadarko afirmou em seu resultado do terceiro trimestre que o poço, perfurado no Bloco 51 de Walker Ridge, encontrou um net pay de mais de 620 pés de óleo no Terciário Inferior.

A perfuração do poço Shenandoah-4 foi iniciada no fim de maio em uma lâmina d'água de cerca de 5.800 pés pelo navio-sonda Ocean Black Hawk, da Diamond Offshore, com o poço atingindo uma profundidade final de mais de 31.000 pés. A Anadarko perfurou pelo menos um poço de sidetrack, que começou a 26.000 pés de profundidade, de acordo com registros federais dos EUA.

O poço foi penetrado a oeste da primeira avaliação, que foi perfurada em 2013 e descobriu uma coluna de óleo de cerca de 1.000 pés de espessura. Shenandoah-4 foi perfurado a cerca de 800 pés da porção proximal do poço anterior.

Os resultados positivos da avaliação mais recente adicionam impulso aos planos da Anadarko para desenvolver o campo com uma instalação autônoma. A operadora vem ponderando entre um conceito de desenvolvimento baseado em spar e uma plataforma de produção semissubmersível, e uma decisão é esperada em breve.

Há rumores de que a SBM Offshore está oferecendo a solução semissubmersível, enquanto a Technip propôs uma solução spar.

BP deve sancionar projeto Mad Dog 2

O novo desenvolvimento do campo de Mad Dog 2 da petrolífera britânica BP no Golfo do México agora é visto como "muito provável" de custar menos de US\$ 10 bilhões, disse o diretor de E&P da empresa.

A companhia espera sancionar o projeto no início do próximo ano, disse Lamar McKay.

O Upstream noticiou que os fabricantes sul-coreanos Hyundai Heavy Industries, Samsung Heavy Industries e Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering estavam se preparando para apresentar propostas até o fim de novembro para construir uma grande plataforma semissubmersível para Mad Dog 2.

A BP originalmente havia decidido por uma solução baseada em plataformas do tipo spar, mas o preço estimado de cerca de US\$ 20

bilhões foi considerado muito alto.

O presidente da BP, Bob Dudley, disse a investidores anteriormente que o projeto poderia ser concluído por cerca de US\$ 10 bilhões graças a fatores como a simplificação do projeto.

McKay disse em uma teleconferência com investidores na terça-feira que o custo é "muito provável que fique abaixo de US\$ 10 bilhões". Sobre uma iminente decisão final de investimento, McKay disse: "Estou confiante de que poderemos sancionar até o início de 2016."

McKay também disse que cerca de 80% dos outros projetos na carteira da BP estão abaixo do ponto de breakeven de US\$ 60 o barril — com muitos "bem abaixo" desse limite e,

portanto, muito prováveis de serem sancionados.

A BP, como muitas outras operadoras, vem cortando custos, com 10% menos funcionários e 42% menos fornecedores desde 2013, enquanto teve reduções de custos médias de 15% a 30% em todo o espectro de serviços em um período de três anos.

"Nós não estamos estrangulando atividades para se encaixarem em um molde... Não é um grande estrangulamento que explodiria se os preços subirem", Lamar insistiu em relação ao programa de redução de custos.

"Nós estamos muito cedo neste ciclo deflacionário e esperamos ver mais deflação", disse, insistindo que BP não está apenas tentando "cortar, queimar e dizimar (os fornecedores)".

EUROPE

Statoil facing start-up delays for project duo

Aasta Hansteen and Mariner developments also hit by **cost overruns** at Asian fabricator yards

STEVE MARSHALL
Oslo

STATOIL has been forced to delay start-up of its Aasta Hansteen and Mariner field development projects off Norway and the UK, while also reporting cost overruns on the pair that both have facilities under construction at Asian yards.

Production start-up from the Aasta Hansteen gas field in the Norwegian Sea has been pushed back to the second half of 2018 from the previous schedule of late 2017, Statoil confirmed in its third-quarter results report.

Costs on the scheme have also risen by 9% compared with the original budget figure of just over Nkr32.1 billion (\$3.8 billion) given in the plan for development and operation.

An additional currency effect of Nkr2.4 billion means the total cost estimate has increased to around Nkr37 billion, the state operator revealed.

Confirmation of the delay follows a government announcement earlier this month that start-up could be pushed into 2018 due to delayed construction of the field's spar platform at South Korea's Hyundai Heavy Industries.

The Ulsan yard is carrying out construction of both the hull and topsides of the spar platform — the world's largest such facility — together with French engineering partner Technip under contracts worth a combined \$1.7 billion when they were awarded in 2012.

Meanwhile, Statoil's Mariner field scheme in the UK North Sea is now delayed by more than a year, until the second half of 2018, from scheduled start-up in early 2017.

Statoil — headed by chief executive Eldar Saetre — said costs on the scheme have also increased by about 10%, compared with the original budget estimate of \$7 billion, though it did not specify any reasons.

The project was earlier reported to be facing engineering challenges on fabrication of the platform topsides at South Korea's Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering, mainly resulting from a decision to include drilling facilities on the unit that has led to increased complexity.



Projects: Statoil chief executive Eldar Saetre

Photo: KAIA MEANS

Statoil enfrenta atrasos em projetos

A petrolífera norueguesa Statoil foi forçada a adiar o início do desenvolvimento dos projetos nos campos offshore de Aasta Hansteen e Mariner, na Noruega e Reino Unido, respectivamente, enquanto reporta problemas de custos nos dois projetos, que têm instalações sendo construídas em estaleiros asiáticos.

A Statoil confirmou em seu relatório de resultados do terceiro trimestre que o início da produção do campo de gás de Aasta Hansteen, no mar da Noruega, foi adiado do final de 2017 para o segundo semestre de 2018.

Os custos também aumentaram em 9% comparados ao orçamento original de aproximadamente Nkr 32,1 bilhões (US\$ 3,8 bilhões). Considerando um aumento causado por uma mudança no câmbio de Nkr 2,4 bilhões, o custo total estimado aumentou para aproximadamente Nkr 37 bilhões, segundo o operador.

A confirmação do adiamento veio após o anúncio do governo norueguês este mês de que o início poderia ser prorrogado para 2018, devido ao atraso na construção da plataforma

do tipo spar pela sul-coreana Hyundai Heavy Industries.

O estaleiro Ulsan é o responsável pela construção tanto do casco quanto dos topsides da plataforma - a maior do mundo com essas características - junto com a francesa Technip, num contratado de US\$ 1,7 bilhão que foi fechado em 2012.

Enquanto isso, o projeto do campo Mariner, no Mar do Norte do Reino Unido, vai atrasar em mais de um ano, tendo passado do início de 2017 para o segundo semestre de 2018.

A Statoil informou que os custos tiveram aumento de aproximadamente 10% comparados ao orçamento inicial, estimado em US\$ 7 bilhões, entretanto não especificou as causas do aumento.

O projeto estaria enfrentando desafios de engenharia na fabricação do topsides da plataforma pela sul-coreana Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering, causadas principalmente por uma decisão de incluir equipamentos de perfuração na unidade, aumentando sensivelmente sua complexidade.

Quarter loss for Hyundai

HYUNDAI Heavy Industries has suffered a large net loss in the third quarter of 2015 of 451.4 billion won (\$398 million), which was 90% worse than the loss in the second quarter, writes Russell Searancke.

The South Korean construction giant said revenue in the quarter declined 8.7% compared to the previous three months, while the operating and net losses widened considerably due to delays in offshore projects and lacklustre sales of the construction equipment business.

The yard group said it hopes the tide will turn in the fourth quarter.

"The shipbuilding business is recovering, with the phase-out of low-price orders and profit turnaround of commercial vessels," the company said.

"The offshore business has also booked all perceivable losses," it added.

Hyundai said it has made "unrelenting efforts" to reshuffle its businesses and reorganisation to more effectively steer towards profit.

Hyundai registra prejuízo

A gigante sul-coreana Hyundai Heavy Industries registrou um prejuízo de 451,4 bilhões de won (US\$ 398 milhões) no terceiro trimestre de 2015. O resultado é 90% pior que a perda registrada no segundo trimestre.

A companhia afirmou que a receita no trimestre declinou em 8,7% comparada ao trimestre anterior, enquanto as perdas operacionais e líquidas aumentaram consideravelmente, devido aos atrasos registrados nos projetos offshore e no segmento de equipamentos de construção.

O grupo informou que espera que a situação melhore no próximo trimestre. "O negócio de construção naval está se recuperando, com o fim da fase de pedidos a preços baixos e o retorno dos lucros com navios comerciais. O negócio offshore também sofreu perdas perceptíveis", informou a companhia.

A Hyundai afirmou que tem feito "incansáveis esforços" para recolocar seus negócios nos trilhos novamente.

COMPANY NEWS



Eni chief executive Claudio Descalzi

Photo: AP/SCANPIX

Eni sells stake in Saipem to sovereign wealth fund

Italian company to give **FSI** nearly **55.2 million shares** in oilfield contractor as part of **strategy to focus on core activities**

JOSH LEWIS
Perth

ITALY'S Eni has sold a large stake in Milan-based oilfield contractor Saipem to sovereign wealth fund Fondo Strategico Italiano (FSI).

Eni revealed late on Tuesday it had executed a sale and purchase agreement that will see the company hand nearly 55.2 million shares in Saipem to FSI, representing roughly a 12.5% stake in the company, substantially reducing Eni's share from the current 43%.

FSI will pay the average of official prices of Saipem's ordinary shares close to the execution date of the relevant agreements, but the value will not exceed an agreed minimum or maximum of between €7.40 (\$8.16) and €8.83 per share.

Eni and FSI also entered into a

shareholders' agreement, which Eni said would take effect following the transfer of the Saipem stake and define the term of engagement governing the relations between parties as shareholders of Saipem.

The pair will contribute an equal number of Saipem shares to the shareholders' agreement, up to a maximum 12.5% plus one share each, resulting in a total amount of up to slightly more than 25%.

The shareholders' agreement will run for three years, with automatic renewal for a further three years, unless terminated by notice.

Eni said it expected to collect roughly €6.5 billion from the full repayment of net credits in relation to Saipem and from the sale of the transferred stake, which it

estimates will account for about €400 million.

Eni chief executive Claudio Descalzi said the sale of the oil company's transformation strategy, allowing it to focus on its core activities and enhance its financial flexibility.

"The additional financial resources will be used to develop the very significant oil and gas reserves we have discovered over the past few years and to strengthen our balance sheet in line with our targets," he said.

"By subscribing in full to the rights issue, we also reaffirm our belief in Saipem's strategy potential. This transaction represents a significant step for the company

that will provide it with the optimum conditions to successfully execute its new strategic plan."

The stake sale means that, once the deal is finalised, Eni will lose exclusive control over Saipem and its remaining stake will be deconsolidated and registered in its financial statements according to the equity method.

FSI was established in late July 2011 by the state-controlled lender Cassa Depositi e Prestiti as a sovereign wealth fund to invest in strategic Italian companies to help them to compete globally.

Eni vende participação na Saipem

A petrolífera italiana Eni vendeu ao fundo soberano Fondo Strategico Italiano (FSI) uma grande participação na compatriota Saipem.

A Eni revelou na última terça-feira que assinou um contrato de compra e venda com o FSI, de aproximadamente 55,2 milhões de cotas na Saipem, o que representa cerca de 12,5% de participação na empresa, reduzindo substancialmente a participação da Eni dos atuais 43%.

O FSI deve pagar o preço médio oficial para as ações ordinárias de Saipem próximo ao período de execução do acordo, porém o valor não deve exceder o mínimo e o máximo acordados entre € 7,40 (US\$ 8,16) e € 8,83 por ação.

A Eni e o FSI também fecharam um acordo de acionistas, no qual a Eni afirma que entraria em vigor após a transferência da participação na Saipem e da definição do termo de compromisso que vai reger as relações entre as partes como acionistas da Saipem.

As duas empresas irão disponibilizar o mesmo número de ações de Saipem para o acordo dos acionistas, até um máximo de 12,5% mais uma cota cada, resultando em um montante total de pouco mais de 25%.

O acordo dos acionistas ficará ativo por três anos, com renovação automática por mais três anos, desde que não haja aviso de encerramento.

A Eni afirmou que esperava obter aproximadamente € 6,5 bilhões pelo repasse total dos créditos relativos à Saipem e da venda da participação transferida, que é estimada em cerca de € 400 milhões.

Claudio Descalzi, chefe-executivo da Eni, explicou que a venda da participação na Saipem é parte da estratégia de transformação da companhia, para manter o foco nas atividades principais e reforçar a flexibilidade financeira da empresa.

"Os recursos financeiros adicionais serão utilizados no desenvolvimento de reservas de óleo e gás muito significativas que descobrimos nos últimos anos e para reforçar nosso balanço financeiro em alinhamento com os objetivos", afirmou ele.

"Esta transação representa um passo significativo para a empresa, que irá dar-lhe as melhores condições para executar com êxito o novo plano estratégico."

A venda da participação significa que, uma vez que o acordo esteja finalizado, a Eni perderá o controle exclusivo sobre a Saipem, e a participação remanescente será desconsolidada e registrada nos demonstrativos financeiros de acordo com o método da equivalência patrimonial.

O FSI foi criado no final de julho de 2011 pelas estatais Estado Cassa Depositi e Prestiti como um fundo soberano de investimentos em empresas estratégicas italianas para ajudá-las a competir globalmente.

upstreamonline.com

Search the archive:

Saipem

MEXICO



Stakes high as nation awaits

Anticipation grows for fourth stage of **multi-phase licensing round** as regulators put **finishing touches** to contract terms

KATHRINE SCHMIDT
Houston

MEXICO is poised to shortly announce the details of its first bid offering in its deep offshore waters, by far the most anticipated opportunity since the country's oil and gas industry opened to private participation.

Regulators have been sweating the details and applying lessons from earlier shallow-water tenders to be sure all is on target for the fourth stage of the multi-phase event, expected in the first half of 2016.

"Deep water is where most of the country's potential lies, and the government has delayed the process to ensure the conditions are right," the Eurasia Group said.

"The government showed it is committed to continue improving

the terms of contracts as it looks to maximise participation."

Mexico's deep-water potential – highlighted by a string of noteworthy Pemex discoveries such as Trion and Exploratus in the Perdido fold-belt – has caused excitement since the country elected to end the state's oil monopoly and allow in private players.

The stakes are high for the country, which has lost over a million barrels per day of production in the last decade. Historic fields have been in decline as state player Pemex, led by chief executive Emilio Lozoya, struggled to reverse the trend and harness new technologies on challenges like deep-water and unconventional resources.

Investor elation over the open-

ing was soon tempered with doubts over whether Mexico's Energy Secretariat (Sener) and National Hydrocarbons Commission (CNH) could pull off their ambitious goals, especially as the industry was hit hard by a

long and deep oil-price downturn.

A highly anticipated initial shallow-water round in July only awarded two out of 14 blocks, in which a secret government take requirement resulted in disquali-

fication of multiple bids, while high guarantee requirements turned off others.

Regulators made a raft of changes and a second phase in September saw an improved result, awarding three of five areas

Deep-water development talks start

DEVELOPMENT plans for the country's deep-water oil resources are still some way off, but some preliminary discussions have begun.

In August, Pemex awarded engineering work to Wood Group Mustang and Doris Engineering with an eye towards early concept discussion on projects including the deep-water fields of Trion and Exploratus.

The remote location of the finds and lack of deep-water infrastructure might suggest a floating production, storage and offloading

system or construction of a major deep-water pipeline.

Another option could come from across the border. The promising finds lie only about 50 kilometres from Shell's prolific Great White field and Perdido spar, linking to the only pipeline system reaching into that remote region of the deep-water Gulf of Mexico.

Appealing economic arguments could be made for that option, but political and capacity questions will also be factors.



Potential:
Pemex chief
executive
Emilio Lozoya

Photo:
KATHRINE
SCHMIDT

deep-water bids

and attracting competitive bidding from global majors. A third phase focusing on mature fields will also follow in December.

The anticipated fourth stage of Round 1 in deep water is set to include risked resources of 2.76 billion barrels of oil equivalent and span 23,835 square kilometres, according to the five-year plan finalised last week by regulators.

Preliminary plans laid out 11 blocks in Mexico's northern waters, not far from the US border, with prospects in both the Perdido fold-belt and Mexico's subsalt belt.

Regulators had also planned areas in the southern region with targets in the basins of Mexican Ridges, Salinas and Catemaco fold-belt.

In a separate but parallel proc-

ess, companies will also have the opportunity to farm into a range of known Pemex finds, including the deep-water discoveries of Trion and Exploratus and deep-water gas fields Kunah and Piklis.

The state-led player said last month it was very close to submitting the final request to take on a partner for the fields.

According to the terms of the country's hydrocarbons law, the farm-out process will be handled not by direct negotiations but by a public bid process. This timing remains unclear but officials have said it is likely to take place concurrently with open bidding rounds, and initiate as soon as this month.

Deep water also plays a key role in the long-term plan through 2019, which lays out Rounds 2, 3

and 4 with the goal of lasting beyond the existing presidential administration.

The total area represents a resource of 8.93 billion boe and is set to cover more than 122,000 square kilometres.

Regulators sought to incorporate feedback into the longer term plan as well, considering adding new areas to the lineup if interest was solicited by three or more companies.

In July, the CNH announced the establishment of a data repository allowing access to existing regional deep-water seismic surveys. The agency has also approved 24 new geophysical projects, many of which kick off big region-wide shoots or reprocess existing data.

México na expectativa por rodada

O México deve anunciar em breve os detalhes de sua primeira oferta de áreas em águas profundas, a mais aguardada pelo mercado desde que o país abriu sua indústria de óleo e gás para investidores privados.

Os reguladores estão aparando as arestas e usando as lições aprendidas nas ofertas anteriores de águas rasas para assegurar que está tudo preparado para a oferta de águas profundas, que deve ocorrer no primeiro semestre de 2016.

"O grande potencial do país encontra-se em águas profundas, e o governo adiou esse processo para garantir que as condições sejam as melhores possíveis", disse a Eurásia Group.

"O governo mostrou que está comprometido a continuar melhorando os termos dos contratos, uma vez que busca maximizar a participação".

O potencial de águas profundas do México – reforçado pelas descobertas da Pemex de Trion e Exploratus no cinturão de Perdido – geraram ânimo desde que o país decidiu acabar com o monopólio estatal.

É um jogo de tudo ou nada para o país, cuja produção declinou em mais de 1 milhão de barris por dia na última década. Campos históricos estão tendo queda de produção, uma vez que a Pemex, liderada pelo presidente Emilio Lozoya, enfrenta dificuldades para reverter a trajetória de queda e busca por novas tecnologias para explorar águas profundas e recursos não-convencionais.

O ânimo dos investidores com a abertura do mercado foi logo ameaçado com dúvidas se a Secretaria de Energía (Sener) e a Comissão Nacional de Hidrocarbonetos (CNH) teriam capacidade de cumprir suas metas ambiciosas, principalmente com a indústria sendo fortemente atingida pela queda no preço do barril do petróleo.

A etapa inicial de águas rasas em julho concedeu apenas dois dos 14 blocos em oferta, onde uma cláusula secreta de participação do governo na produção resultou na desqualificação de múltiplas propostas.

Reguladores fizeram inúmeras mudanças, e uma segunda etapa em setembro teve melhores resultados, com três dos cinco blocos recebendo ofertas das principais petrolíferas mundiais. Uma terceira etapa em dezembro vai ofertar campos maduros.

A antecipação para a quarta

etapa da Rodada 1 em águas profundas deve incluir recursos riscados de 2,76 bilhões de barris de óleo equivalente sobre uma área de 23.835 quilômetros quadrados, de acordo com o plano de cinco anos finalizado por reguladores na semana passada.

Planos preliminares mostram que 11 blocos, localizados em águas profundas mexicanas próximos à fronteira dos Estados Unidos, serão ofertados, com prospectos tanto no cinturão de Perdido quanto no sub-sal.

Reguladores também planejavam oferecer áreas na região sul, com alvos nas bacias mexicanas de Ridges, Salinas e Catemaco.

Em um processo correndo em paralelo, companhias também terão a oportunidade de realizar operações de farm-in com a Pemex, incluindo as descobertas em águas profundas de Trion e Exploratus, e campos de gás como Kunah e Piklis.

A Pemex informou mês passado que estava perto de submeter o pedido final para aceitar parceiros para seus campos.

De acordo com os termos da lei de hidrocarbonetos do México, o processo de farm-out não será feito através de negociações diretas, mas sim através de uma licitação pública. A data de quando isso deve ocorrer ainda não está clara, mas reguladores sugeriram que deve ocorrer em paralelo com as ofertas de blocos, e ter início em breve.

Blocos em águas profundas terão um papel crucial no planejamento de longo prazo até 2019, que indica a realização das Rodadas 2, 3 e 4, persistindo além do mandato da atual administração.

A área total representa recursos de 8,93 bilhões de boe e deve cobrir mais de 122.000 quilômetros quadrados.

Reguladores estudam incorporar o feedback da indústria no planejamento de longo prazo também, considerando a adição de novas áreas caso seja solicitado por três ou mais empresas.

Em julho, a CNH anunciou a criação de um banco de dados que permite o acesso a campanhas sísmicas já realizadas em águas profundas. A agência também aprovou 24 novos projetos geofísicos, muitos dos quais serão baseados em novas sísmicas ou no reprocessamento de dados existentes.

Conversações tem início

Planos de desenvolvimento para os recursos petrolíferos das áreas de águas profundas do México ainda devem levar tempo, mas algumas discussões preliminares já tiveram início.

Em agosto, a Pemex concedeu contratos de engenharia para a Wood Group Mustang e a Doris Engineering voltado para conceitos de desenvolvimento de projetos que incluem as descobertas de águas profundas de Trion e Exploratus.

A locação remota de tais descobertas e a falta de infraestrutura podem sugerir a instalação de um FPSO ou a

construção de um grande oleoduto em águas profundas.

Outra opção pode surgir além da fronteira dos Estados Unidos. As promissoras descobertas estão localizadas a apenas 30 milhas do campo de Great White e a plataforma do tipo spar, da Shell, que estão ligadas ao único sistema de dutos que alcançam essa remota região no Golfo do México.

Alguns argumentam que essa opção seria mais econômica, mas questões políticas e a capacidade de escoamento também são fatores que pesam na decisão.

In the picture at OTC Brasil...



Scenes from the show

Photos OTC: