

A renovação da Bacia de Campos

Com quase 5 bilhões em reservas provadas e um enorme potencial de jazidas no pré-sal, a bacia de Campos está iniciando uma nova etapa de desenvolvimento, respaldada em uma infraestrutura que a consagra como um dos maiores complexos petrolíferos marítimos do mundo



Bia Teixeira

Novas campanhas exploratórias, descobertas em cenários mais profundos, blocos disputados em leilões (de concessão e partilha), ingresso de novas operadoras e investimentos em tecnologias que visam aumentar o fator de recuperação de campos maduros são alguns dos fatores que estão alavancando a bacia que já foi uma das maiores produtoras offshore das Américas.

Suas reservas provadas, segundo Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2018 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), somam 4,9 bilhões de barris de óleo – e alcançariam 7,3 bilhões, computando as reservas prováveis (com 50% de probabilidade de recuperação dos hidrocarbonetos) e possíveis (10% de probabilidade) – e ainda 78,9 bilhões de metros cúbicos de gás.

Nada mal para uma bacia explorada de forma intensiva, com cerca de 500 poços de produção de hidrocarbonetos e de injeção de água, que na virada do século (dezembro de 2000) tinha reservas calculadas em 7,2 bilhões de barris de óleo e 101,53 bilhões de metros cúbicos de gás.

Sem o prolífico pré-sal, a bacia de Campos respondia no início do século por 75% das reservas do País (10,5 bilhões de barris de óleo e gás equivalente (boe). Hoje, em torno de 37% das reservas totais do país, que são de cerca de 13,3 bilhões de barris, estão na bacia de Campos.

O pré-sal assumiu um papel preponderante nesse cenário, gerando novas expectativas na indústria, em relação à essa bacia, que já deixou claro que seu potencial vai muito além dos turbiditos (no pós-sal).

Versatilidade geológica

Com cerca de 100 mil km², estendendo-se da costa da capital capixaba, Vitória, até o Norte Fluminense, essa bacia madura, da qual o Brasil extrai petróleo há 42 anos e que tirou o país da condição de importador, já demonstrou sua ‘versatilidade’ geológica.

“O Campo de Namorado, descoberto em 1975 em turbi-

ditos do Cretáceo Superior, com alta produtividade, gerou um ciclo de desenvolvimento para a bacia de Campos”, complementa **Kazumi Miura, diretor da SeaSeep**, empresa de aquisição de dados de petróleo e gás que realizou recentemente pesquisas em uma área dessa bacia.



“As descobertas em turbiditos em águas cada vez mais profundas, como as reservas gigantes de Marlim, Albacora, Roncador e outras tantas, foram feitas da equipe técnica da Petrobras reconhecidos pela comunidade internacional”, observa o geólogo, que trabalhou com várias bacias sedimentares no país.

Com uma sólida trajetória nessa indústria, o professor Miura, como é conhecido no mercado, atuou durante anos na Petrobras e depois em outras empresas, incluindo novas companhias independentes que surgiram após a abertura do setor.

Respaldado nesse conhecimento, ele aposta no potencial dessa e de outras bacias, defendendo que seria importante realizar estudos mais detalhados em águas rasas das bacias de Campos, assim como em Santos e Espírito Santo, mesmo que tenham um sistema petrolífero bastante conhecido pela indústria.

“Acreditamos que ainda há espaço para novos *play concepts* a serem desenvolvidos, com potencial para novas descobertas, como por exemplo: (i) estudos mais detalhados para a Sequência Albo-Cenomaniana, seja para arenitos e principalmente para os carbonatos Albo-Cenomaniano, que apresentaram grande produtividade em campos no sul da bacia de Santos em água rasa, como nos campos de Caravela, Coral e Cavalo Marinho”, explica o executivo da SeaSeep.

Ele lembra ainda que nas três bacias há várias acumulações

de menor porte, mas importantes, já descobertas e não desenvolvidas devido à falta de infraestrutura para produção do gás associado.

Novos cenários

O **superintendente de Exploração da ANP, Raphael Moura** concorda com Miura. “Acredito que a Bacia de Campos tem um grande futuro! Ainda há muitas oportunidades a serem exploradas, tanto nos reservatórios carbonáticos do pós-sal (que, informalmente, chamamos de tartarugas) e do pré-sal, quanto nos arenitos turbidíticos”, afirma.

Ele pondera que apesar de considerada madura, com 57 campos descobertos, dos quais seis estão em desenvolvimento e 51 em produção, com uma média diária de 1,15 milhão de barris de óleo equivalente (boed) – soma do óleo e gás natural – a Bacia de Campos ainda é pouco explorada em diversas áreas em águas profundas e ultraprofundas, com ótimo potencial para novas descobertas.

“Além dos campos em produção, gerenciamos os contratos de 24 blocos exploratórios (18.736 km2), licitados nos leilões de concessão (BID 6, 7, 14 e 15) e nas rodadas de partilha 3, 4 e 5. Desse total, 21 possuem vocação para exploração no play pré-sal, e os outros três para o play pós-sal”, frisa Raphael Moura.

Razão pela qual os investimentos na bacia são crescentes. Segundo ele, estão previstos, para 2019, investimentos em exploração da ordem de R\$ 764 milhões, dos quais R\$ 734 milhões no pré-sal e R\$ 30 milhões no pós-sal. Dois poços



deverem ser perfurados em breve, ambos no bloco Alto de Cabo Frio Central, operado pela Petrobras, e outros 12 poços exploratórios, até 2026, conforme previsto nos respectivos programas exploratórios mínimos (PEM).

Para ele, embora a produção, hoje, seja inferior aos prolíficos campos do pré-sal da bacia de Santos, a bacia de Campos tem grande potencial para atrair novos investimentos.

“A renovação das reservas da bacia é de suma importância e será alcançada somente por meio da contínua reposição de áreas exploratórias, em conjunto com a aplicação de novas tecnologias para desenvolvimento do pré-sal e para a revitalização de campos produtores”, acentua o superintendente da ANP.

Com este objetivo, a rodadas de licitações previstas para esse ano incluem áreas exploratórias na bacia de Campos. “Para a 6ª rodada de partilha temos o bloco Nordeste de Brava, e outros 13 blocos exploratórios serão ofertados na 16ª rodada de licitações. Todos localizados em águas profundas da Bacia de Campos, com potencial para acumulações no play pré-sal”, diz Moura.

No pré-sal de Campos

Com essa rara capacidade de renovação, almejada por outras regiões produtoras como o Mar do Norte e Golfo do México, que também buscam alternativas para o futuro, a bacia de Campos do século XXI oferece duas frentes de atuação às operadoras.

Primeiro, as grandes jazidas carbonáticas (pré-sal), que já



— Produção Petróleo Campos (bb/d)

— Produção Nacional de Petróleo (bb/d)

começaram a ser exploradas. O pré-sal responde já por quase 20% da produção dessa bacia, que ao retornar aos leilões de licitação em 2017, depois de 10 anos, tornou-se objeto de disputa entre operadoras.

No primeiro leilão em que blocos da bacia de Campos foram ofertados nessa década, Exxon Mobil – de volta ao Brasil – e Petrobras desembolsaram R\$ 3,63 bilhões por oito blocos – mais de 90% do valor total da 14ª rodada. E se comprometeram a realizar investimentos mínimos de R\$ 634,3 milhões. Em seu retorno ao offshore brasileiro, a gigante norte-americana arrematou dois blocos sozinhas e os outros seis em joint venture com a Petrobras.

Naquele mesmo ano foi oferecido, pela primeira vez, blocos nos leilões de partilha (2ª e 3ª rodadas), mas apenas um

foi arrematado, pela Petrobras e a BP Energy, com bônus de assinatura de R\$ 500 milhões. Desde então, áreas da bacia de Campos estão sempre presentes no portfólio da ANP para todos as licitações.

Os três blocos arrematados nos leilões de partilha geraram quase R\$1 bilhão em bônus de assinatura, enquanto os 9 blocos da bacia de Campos licitados na 15ª rodada, no final do ano passado, forma adquiridos por mais de R\$ 7,5 bilhões (com um PEM total de quase R\$ 863 milhões). A relevância da bacia foi consagrada, uma vez que as 9 áreas responderam por quase 95% do bônus arrecadado em 22 blocos – R\$ 8 bilhões – e pouco mais de 70% dos investimentos mínimos previstos (R\$ 1,2 bilhão)

14ª Rodada - 2017			
Bloco	Empresa/Consórcio(*operador)	Bônus	PEM (R\$)
C-M-37	ExxonMobil Brasil (100%)*	47.118.037,09	31.616.000,00
C-M-67	ExxonMobil Brasil (100%)*	16.334.067,09	31.616.000,00
C-M-210	Petrobras (50%)*; ExxonMobil Brasil (50%)	12.977.210,09	13.680.000,00
C-M-277	Petrobras (50%)*; ExxonMobil Brasil (50%)	40.977.277,09	27.968.000,00
C-M-344	Petrobras (50%)*; ExxonMobil Brasil (50%)	30.977.344,09	12.920.000,00
C-M-346	Petrobras (50%)*; ExxonMobil Brasil (50%)	2.240.977.346,09	322.848.000,00
C-M-411	Petrobras (50%)*; ExxonMobil Brasil (50%)	1.200.977.411,09	170.848.000,00
C-M-413	Petrobras (50%)*; ExxonMobil Brasil (50%)	64.977.413,09	22.800.000,00
TOTAL DOS BLOCOS NA BACIA DE CAMPOS		3.655.316.105,72	634.296.000,00
TOTAL DA ARRECADAÇÃO NOS 37 BLOCOS LEILOADOS		3.842.775.506,02	1.222.840.000,00

ÁREAS DA BACIA DE CAMPOS ARREMATADOS NOS LEILÕES DE PARTILHA DA PRODUÇÃO			
LEILÃO	ÁREA	CONSORCIO (*OPERADORA)	BÔNUS
3ª RODADA (2017)	Alto de Cabo Frio Central	Petrobras (50%*) e BP Energy (50%)	R\$ 500 milhões
4ª RODADA (2018)	Dois Irmãos	Petrobras (45%)*; Equinor (25%); BP Energy (30%)	R\$ 400 milhões
5ª RODADA (2018)	Sudoeste de Tartaruga Verde	Petrobras (100%)	R\$ 70 milhões

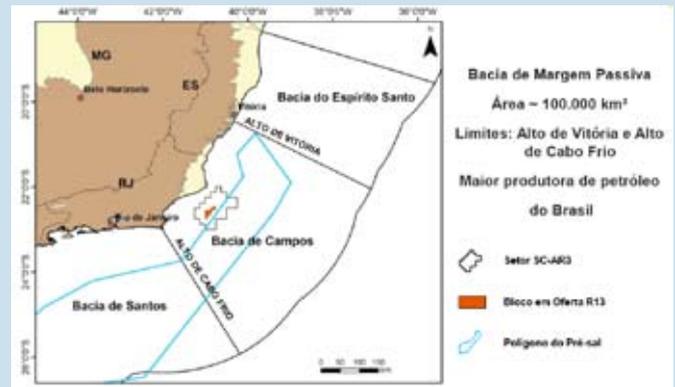
15ª Rodada - 2018			
Bloco	Empresa/Consórcio(*operador)	Bônus	PEM (R\$)
C-M-657	Petrobras (30%)*; Equinor Brasil O&G (30%); ExxonMobil Brasil (40%)	2.128.500.000,00	163.400.000,00
C-M-709	Petrobras (40%)*; Equinor Brasil O&G (20%); ExxonMobil Brasil (40%)	1.500.000.000,00	190.456.000,00
C-M-753	ExxonMobil Brasil (40%)*; Petrobras (30%); QPI Brasil (30%)	330.000.000,00	25.840.000,00
C-M-755	BP Energy (60%)*; Equinor Brasil O&G (40%)	43.361.000,00	30.400.000,00
C-M-789	ExxonMobil Brasil (40%)*; Petrobras (30%); QPI Brasil (30%)	2.824.800.000,00	171.000.000,00
C-M-791	Shell Brasil (40%)*; Petrogal Brasil (20%); Chevron Brazil (40%)	551.100.197,94	182.856.000,00
C-M-793	BP Energy (60%)*; Equinor Brasil O&G (40%)	43.361.000,00	30.400.000,00
C-M-821	Repsol (40%)*; Wintershall Holding (20%); Chevron Brazil (40%)	51.770.822,13	34.200.000,00
C-M-823	Repsol (40%)*; Wintershall Holding (20%); Chevron Brazil (40%)	40.080.826,13	34.200.000,00
TOTAL DA ARRECADAÇÃO NA BACIA DE CAMPOS		7.512.973.846,20	862.752.000,00
TOTAL DA ARRECADAÇÃO NOS 22 BLOCOS LEILOADOS		8.014.551.847,51	1.222.840.000,00

Bacia de Campos – difícil definir

A Bacia de Campos é a principal área sedimentar já explorada na costa brasileira e se estende da cidade de Vitória (ES) até Arraial do Cabo, no litoral norte do Rio de Janeiro, em uma área de aproximadamente 100 mil km², um verdadeiro laboratório a céu aberto onde a Petrobras vem testando suas principais tecnologias offshore.

Pode-se dizer que a exploração de petróleo na Bacia de Campos teve início no final da década de 1950, quando a Petrobras começou uma campanha para aquisição de dados sísmicos bidimensionais em águas rasas daquela área. Já no início da década 1970 a companhia começou a perfurar poços até que em 1974 foi descoberto o campo de Garoupa, em carbonatos do Albiano pelo poço 1-RJS-9A-RJ. Após essa descoberta, ainda na década de 1970 diversos campos foram descobertos nas águas rasas da Bacia de Campos como Badejo, Enchova e o primeiro campo gigante do Brasil, Namorado.

Com dados sísmicos de águas profundas, no início da década de 1980, a Petrobras iniciou uma campanha de perfuração que descobriu campos gigantes como os de Albacora e Marlim; com o desenvolvimento da sísmica tridimensional e sua utilização na fase exploratória em conjunto com a outros atributos sísmicos, no início da década de 1990, descobriu-se o campo gigante de Barracuda. Na década de 1990, a exploração na Bacia de Campos foi marcada pela continuação das descobertas, incluindo a de Roncador, com aproximadamente 9 bilhões de barris de óleo in place. Após a promulgação da Lei do Petróleo (9.478/97), a criação da ANP e a quebra do monopólio, iniciou-se uma fase de exploração em águas ultraprofundas na Bacia de Campos, além da continuidade das descobertas em águas mais rasas que revelaram Maromba, PapáTerra, Peregrino, Xerelete e Parque das Conchas. A descoberta do Parque das Baleias foi destaque porque incluía o Pré-sal aptiano.



toda a produção no Pré-sal brasileiro. Tudo isso a um custo de extração oficial abaixo de US\$ 7 por barril, com alta produtividade.

A Bacia de Campos é um dos maiores complexos petrolíferos do mundo: em 2018, esta bacia foi responsável por cerca de 45% da produção da Petrobras.

O Plano de Negócios e Gestão da Petrobras prevê investimentos superiores a US\$ 20 bilhões na Bacia de Campos entre 2019 e 2023, focados em projetos de revitalização, com a implantação de dois novos sistemas no campo de Marlim e um no Parque das Baleias; em projetos de desenvolvimento complementar e aumento do fator de recuperação dos campos em produção; e na melhoria da eficiência operacional das unidades de produção. Vale ressaltar que a Petrobras adquiriu 13 novos blocos exploratórios na Bacia de Campos nos últimos leilões realizados pela ANP!

A rotina de trabalho para a reversão do declínio natural de produção é intensa, incluindo a formação de parcerias estratégicas para avaliação de oportunidades de novos projetos e aumento do fator de recuperação dos campos, como a efetivada com a Equinor no campo de Roncador. Há também atividades de pesquisa e novas tecnologias que vêm sendo desenvolvidas e aplicadas, visando à melhoria da produtividade dos poços e da gestão dos reservatórios e operações, tais como sísmica 4D, bombas centrífugas de alta potência, criação de análogos digitais (*digital twins*) dos campos, utilização de robôs submarinos em operações atualmente executadas com mergulhadores e desenvolvimento de equipamentos e ferramentas que facilitam a execução das atividades de instalação, operação, manutenção e inspeção.

Nos últimos 11 meses, seis plataformas iniciaram a operação no Pré-sal da Bacia de Santos, cada uma com capacidade para produzir até 150 mil barris de petróleo por dia. E as expectativas para os próximos anos se mostram ainda mais promissoras, uma vez que os projetos destinados àquela camada são a principal frente de investimentos da companhia.

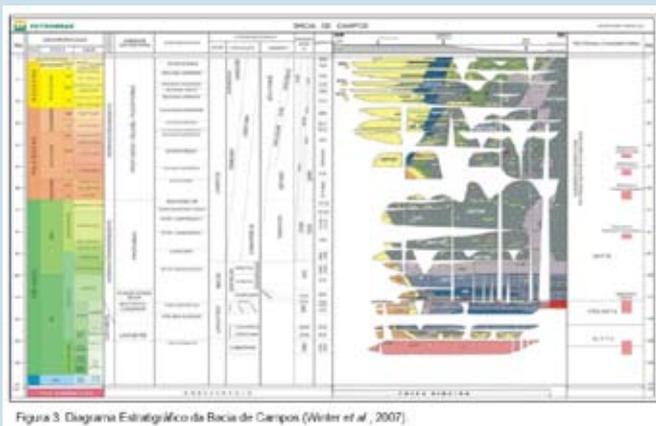


Figura 3 Diagrama Estratigráfico da Bacia de Campos (Weller et al., 2007)

E já fazem dez anos de produção no Pré-sal da Bacia de Santos: são 16 plataformas e mais de 150 poços em operação apenas naquele polo, que respondem por 90% de

Operadoras internacionais aportam sua expertise na bacia de Campos

A região na qual a Petrobras literalmente 'se fez' líder tecnológica em águas profundas, ganhou nos últimos anos novos players, que estão entre as maiores petrolíferas do mundo, como a Exxon Mobil, Shell, Equinor, Chevron, BP Energy, RepsolSinopec, incluindo companhias do Oriente médio, como a QPI, e da Ásia, como a chinesa CNOOC/CNPC, entre outras.

Bia Teixeira



FPSO Espirito Santo

Pioneirismos da Shell

Primeira empresa de petróleo internacional a iniciar um programa de exploração na região, após a abertura do mercado local no final dos anos 1990, a Shell tem atenção especial com a bacia de Campos. Foi lá que se sagrou também a pioneira, entre as estrangeiras, a produzir em escala comercial no Brasil, nos campos da Bijupirá & Salema, em agosto de 2003, em parceria com a Petrobras (20%).

Desde então, a companhia vem quebrando paradigmas nessa região, principalmente no bloco BC-10, adquirido em 1998, no qual onze anos depois, em 2009, iniciou a produção no Parque das Conchas, localizado na porção Norte da bacia de Campos, a cerca de 120Km da costa. O ativo é operado pela Shell (com 50%), em consórcio com a chinesa ONGC (27%) e a Qatar Petroleo (23%).

Integrado pelos campos produtores Ostra, Abalone, Argonauta (O-Norte, B-Oeste & O-Sul) e Massa, o Parque das Conchas foi pioneiro no Brasil na adoção de um sistema submarino de separação de óleo e gás e bombeamento artificial para o desenvolvimento de três campos.

São utilizadas bombas submersas de 1500 cavalos de potência - cada uma equivalente a um motor de um carro de Fórmula 1 - para conduzir óleo e uma pequena quantidade de gás para a uma unidade flutuante de produção, armazenamento e escoamento, o FPSO Espirito Santo.

Ancorado em águas de 1.800 metros de profundidade, com capacidade para processar diariamente 100 mil bbl e 50 milhão de metros cúbicos de gás natural, o FPSO, com capacidade de gerar 68 megawatts de potência, é responsável pela alimentação de energia, por meio de grandes umbilicais elé-



FPSO Bijupirá

tricos, dos sistemas submarinos de separação e bombeamento de alta pressão.

Na fase 2 desse projeto, a empresa utilizou, também pela primeira vez no país, a tecnologia de sísmica 4D, incorporado logo depois pela Petrobras em Marlim e outros campos da mesma bacia. A rede de sensores, que possibilitará a petroleira monitorar o comportamento dos fluidos dentro do reservatório, estende-se por todo o campo, sendo a instalação mais profunda dessa tecnologia no mundo (aproximadamente 1.800 metros ou 6.000 pés).

Na terceira fase, há três anos, iniciou o desenvolvimento dos reservatórios de Massa e Argonauta O-Sul, por meio de cinco poços produtores, além de dois poços injetores de água. A empresa fez questão de destacar à revista Petro&Química que a "a história da Shell na bacia de Campos ainda está muito longe do fim", lembrando que em 2018 arrematou, também como operadora, o bloco C-M-791, cujo plano exploratório tem previsão para 2021.

Ao mesmo tempo em que investe na manutenção, aumento do fator de recuperação e extensão da vida dos dois ativos em produção nessa bacia, a Shell Brasil trabalha no planejamento do descomissionamento desses projetos. Desde meados de 2016 um grupo da empresa trabalha para avaliar alternativas, oportunidades e impactos, assim como estudar as medidas necessárias para o processo de descomissionamento do Parque das Conchas e de Bijupirá e Salema, na bacia de Campos.

A Shell explica que está aproveitando sua presença e rede global para estudar as melhores práticas aplicadas em outros países. No momento, o descomissionamento ainda está em fase inicial de avaliação, em diálogo com diversos players da

indústria e agentes regulatórios.

Integrante do consórcio que explora e desenvolve o megacampo de Libra, no pré-sal da bacia de Santos, a Shell informou que tem previsão de investir aproximadamente US\$ 2 bilhões por ano até 2025 em seus ativos no Brasil – não estão incluídas nessa estimativa os recursos que podem vir a ser aplicados na aquisição de blocos, nas próximas rodadas da ANP.

A petroleira também salientou que em março de 2019, após cinco anos sem atividades de perfuração no país, iniciou uma nova campanha com a sonda Brava Star, da Constellation, com a perfuração de dois poços de infill no Parque das Conchas.

Maior ativo internacional da Equinor

Alexandre Brum/AP



É na bacia de Campos que se encontra o maior campo operado pela Equinor fora da Noruega: Peregrino, que já produziu mais de 180 milhões de barris desde 2011, quando extraiu o primeiro óleo. Com uma reserva estimada de 400 milhões de barris de óleo equivalente, Peregrino produz atualmente entre 60.000 e 80.000 barris de petróleo por dia.

A petroleira destaca que em 2020, quando começa a operação Fase II de Peregrino, ela adicionará cerca de 273 milhões de barris de petróleo as suas reservas recuperáveis no país. A expectativa é que o primeiro óleo da fase II de Peregrino seja extraído até o final de 2020, por meio de uma terceira plataforma que entrará em operação nesse campo.

Atualmente existem duas plataformas fixas (WHP-A e WHP-B) e uma unidade flutuante de produção e armazenamento (Peregrino FPSO) operando nesse ativo, envolvendo cerca de 1.000 pessoas (entre funcionários próprios e terceirizados).

Com uma busca contínua por maior eficiência de produção (menor tempo e custos menores), a Equinor já conseguiu aumentar de 10% para 16% o fator de recuperação (IOR) em Peregrino e pretende melhorar ainda mais esse indicador.

Respalhada na expertise acumulada no Mar do Norte, a

Equinor revela que aplicar, entre as mais modernas tecnologias, a inundação de polímero (projeto piloto em andamento), sistema automatizado de controle ESP (em testes) e ainda o Reservoir Experience Platform, aplicativo desenvolvido para integração, acesso e visualização de dados.

Outra aposta da norueguesa nessa bacia foi a aquisição, em 2017, de 25% do campo de Roncador, um dos maiores produtores de petróleo da Petrobras, que opera o ativo, com 75%. Com isso, a Equinor triplicou sua produção local, uma vez que esse campo produz cerca de 240.000 barris de petróleo por dia e cerca de 40.000 barris por dia de gás associado.

Em 2018, a Equinor visava aumentar o fator de recuperação em 5%, mas após sete meses de parceria com a Petrobras, essa meta subiu para 10%, visando atingir cerca de 40% de fator de recuperação no campo. Para alcançar esses resultados, as duas petroleiras vão unir seus conhecimentos para aplicar estratégias otimizadas de drenagem, programa de perfuração de poços mais rápido e barato, soluções submersas otimizadas e melhores práticas para prolongar a vida no campo.

Segundo a Equinor, entre as principais tecnologias em uso ou a serem utilizadas estão a conclusões de poços modificados com uso de dispositivos de controle de entrada, como ICD e AICD, tecnologias de aquisição sísmica 4D (mapeamento sísmico ao longo do tempo como uma quarta dimensão) e métodos de processamento, atualização rápida de modelo com histórico de compatibilidade automatizado para modelos de reservatório e sistemas de processamento submarino, como bombas de reforço submarinas.

Também na bacia de Campos a Equinor, com 35%, opera o BM-C-33, no qual já foram feitas três descobertas no pré-sal: Seat (2010), Gávea (2011) e Pão de Açúcar (2012). Ao todo, quatro poços de avaliação foram perfurados no bloco, confirmando um volume total recuperável de hidrocarbonetos estimado em cerca de 1 bilhão de barris de óleo equivalente.

Atualmente, as três descobertas estão sob avaliação. Espera-se que um estudo seja concluído até 2020 sobre opções de comercialização de gás, tanto em termos de infraestrutura quanto de vendas. Segundo a petroleira, neste momento, ainda não é possível prever quando vai acontecer o primeiro óleo.

Porta de entrada da ExxonMobil

A ExxonMobil, que tem a maior áreas entre as operadoras internacionais no Brasil - com 9.307 km² e participação em 26 blocos nas bacias de Campos, Santos, Sergipe-Alagoas, Ceará e Potiguar, não faz comentários sobre seus planos no país. Com parcerias com a Petrobras, Equinor, Petrolgal Brasil, Qatar Petroleum, entre outras, a petroleira norte-americana já deixou claro que seus interesses estão em várias frentes.

Parceira na descoberta de Carcará, que contém estimados 2 bilhões de barris de petróleo de alta qualidade, no pré-sal da bacia de Santos, e é operado pela Equinor, a ExxonMobil também está atenta aos ativos na bacia de Campos. Tanto que em seu planejamento, em 2018, estava a cobertura sísmica

de mais de 19.424 km², realizando estudos sísmicos 3D em blocos no Norte dessa bacia, em águas profundas.

No final do ano passado ela deu entrada no licenciamento ambiental para perfurar 22 poços nas áreas adquiridas a partir de setembro de 2017. Reservada quanto aos planos futuros, segundo fontes do mercado, a petroleira prevê ainda a perfuração de até 17 poços exploratórios em dois blocos da bacia de Campos (CM-753 e C-M-789), nos quais é operadora, e em três na de Santos (S-M-536 e S-M-647), além de Titã. Nos dois blocos que ela arrematou sozinha na 14^a rodada, por R\$63,5 milhões (C-M-037 e C-M-067), ela prevê a perfuração de até cinco poços exploratórios.

Petrobras vai mais fundo



Petrobras

FPSO Cidade de Anchieta



Petrobras

FPSO Parque das Baleias

A Petrobras tem o melhor cenário de ‘revitalização’ de uma bacia que uma operadora poderia sonhar. Campos não é somente a bacia aonde a petroleira brasileira se consolidou, tanto em termos tecnológicos, como ope-

racionais, colocando o país entre os grandes produtores do mundo, como também a que viabilizou a odisseia do pré-sal.

No local onde extraiu o primeiro óleo do pré-sal, Jubarte, mostrando ao mundo que era possível a exploração dessa nova fronteira, a Petrobras está incorporando um megacampo. Trata-se do novo Campo de Jubarte, que ganhou mais robustez com a incorporação de Baleia Azul, Baleia Franca e partes de Cachalote e Pirambu, na costa capixaba dessa bacia. Acredita-se que a área unificada contenha mais de 2 bilhões de boe em reservas.

O ‘novo’ ativo foi consolidado em acordo firmado em abril com a ANP, colocando fim a um embate entre a estatal e a Agência, que em 2014 determinou a unificação de áreas do Parque das Baleias que estão no pré-sal do bloco BC-60. Uma decisão que eleva significativamente o valor da participação especial desse ativo, que tem forte produção no pré-sal, para à União¹. A expectativa da ANP é de uma arrecadação e cerca de R\$ 25,8 bilhões em valores nominais (50% para a União, 40% para os estados e 10% para os municípios), diante dos novos investimentos previstos

Com a apresentação do novo plano de desenvolvimento, em aprovação na ANP, cujos investimentos são significativos, Petrobras também terá uma prorrogação de 27anos da fase de produção – passando de 2029 para 2056, com o Novo Campo de Jubarte. Esses investimentos preveem um novo FPSO, com capacidade para produzir diariamente 100 mil barris de óleo e comprimir 5 milhões de metros quadrados de gás. Com entrada em operação prevista para 2021, a unidade também deverá armazenar até 1 milhão de barris de petróleo.

Ao novo FPSO serão interligados 19 poços, dos quais sete novos poços de produção e quatro de injeção em Jubarte. A unidade também receberá dois poços produtores e quatro injetores hoje interligados ao FPSO P-58 – um dos principais produtores em operação no Brasil – e dois poços produtores atualmente interligados ao FPSO Capixaba.

Pelo novo plano de desenvolvimento, os poços serão interligados individualmente ao FPSO por meio de dutos flexíveis conectados aos WCTs (sigla em inglês para árvore de natal molhada) por módulos de conexão verticais. Na lateral do FPSO, os dutos serão interligados em catenária livre. A estimativa é de um total de 280 km de dutos flexíveis e umbilicais. Todos os poços, incluindo os injetores, serão equipados com válvula de segurança de subsuperfície (DHSV - Down Hole Safety Valve) e os poços produtores terão sistemas de elevação a gás.

Outro ativo estratégico que recebe novos investimentos é Marlim, até então, único campo maduro da bacia de Campos que ganharia novo sistema de desenvolvimento da produção, com duas unidades com elevada capacidade

¹ Participação especial (PE) é a compensação financeira paga pelas empresas de petróleo apenas em campos com grandes volumes de produção, ao contrário dos royalties, que afetam o volume total de produção em todas as áreas.

de tratamento de água que vão substituir as atuais nove em produção.

Aos dois FPSOs, com capacidade para 70 e 80 mil bbl/dia, serão interligados a 87 poços de produção e injeção – 10 novos para drenar o óleo que ainda não foi aproveitado, 43 remanejados das plataformas atuais (que serão descomissionadas) e 34 poços injetores de água.

Com esse objetivo, a Petrobras assinou com a China National Oil and Gas Exploration and Development Company (CNODC), subsidiária da CNPC, um Acordo Integrado de Modelo de Negócios. Ele prevê a criação de uma Joint Venture no segmento de Exploração e Produção, que contará com a participação de 20% da CNPC no cluster de Marlim (concessões de Marlim, Voador, Marlim Sul e Marlim Leste), ficando a Petrobras com 80% de participação e mantendo-se como operadora. Por enquanto, isso está apenas na intenção.

Petrobras



FPSO Jubarte

Os dois projetos (Jubarte e Marlim) estão previstos no plano de negócios e gestão da Petrobras, que prevê investimentos superiores a US\$ 20 bilhões na bacia de Campos entre 2019 e 2023, com foco na revitalização de campos, bem como em projetos de desenvolvimento complementar e aumento do fator de recuperação; e ainda na melhoria da eficiência operacional das unidades de produção.

“A rotina de trabalho para a reversão do declínio natural de produção é intensa, incluindo a formação de parcerias estratégicas para avaliação de oportunidades de novos projetos e aumento do fator de recuperação dos campos, como a efetivada com a Equinor no campo de Roncador”, pontua a estatal em posicionamento dado a essa revista.

Destaca ainda que as atividades de pesquisa e novas tecnologias que vêm sendo desenvolvidas e aplicadas, visam à melhoria da produtividade dos poços e da gestão dos reservatórios e operações, tais como sísmica 4D, bombas centrífugas de alta potência, criação de análogos digitais (digital twins) dos campos, utilização de robôs submarinos em operações atualmente executadas com mergulhadores e desenvolvimento de equipamentos e ferramentas que facilitam a execução das atividades de instalação, operação, manutenção e inspeção.

“Por fim, vale ressaltar que foram adquiridos pela Petrobras 13 novos blocos exploratórios na Bacia de Campos nos últimos leilões realizados pela ANP, atestando o grande potencial geológico ainda existente na nessa área”, conclui a nota.

Potencial mais do que confirmado pelas descobertas em cenários mais profundos da bacia de Campos, como Brava, que está abaixo da concessão em Marlim, já em produção na P-20, além dos reservatórios de Tracajá (Marlim Leste), Carimbé (de Caratinga) e Poraquê Alto (Marlim Sul).



“A SBM começou no Brasil na Bacia de Campos e chegou a ter diversas FPSOs em operação. Na medida em que o tempo foi passando, os campos foram se “depletando” e as FPSOs foram sendo descomissionadas. Nos últimos anos, a bacia de Santos tem demandado a grande parte dos FPSOs contratados, e temos atualmente quatro FPSOs no Pré-sal dessa bacia. Temos também três FPSOs na Bacia do Espírito Santo. E continuamos acompanhando de perto oportunidades de novas licitações de FPSOs para a bacia de Campos, afinal temos vasta experiência em tais projetos”, comenta **Eduardo Chamusca de Azevedo**, Country Director da SBM Brasil.

Cadeia produtiva de olho no mercado emergente

O redesenvolvimento da bacia de Campos está na pauta do dia da cadeia produtiva, principalmente das empresas de tecnologia e daquelas que já tem experiência consolidada em projetos pioneiros, que fizeram dessa região um verdadeiro campo de testes de tecnologias offshore no século passado.

“A bacia de Campos fomentou e foi um verdadeiro laboratório de tecnologias para o desenvolvimento de facilidades subsea, de novas técnicas de gerenciamento e monitoramento de reservatórios e de otimização da perfuração e da produção”, sublinha”, afirma o superintendente de exploração da ANP, Raphael Moura.

“A exploração e produção em áreas offshore nessa bacia mostraram o valor do investimento em novas tecnologias e a importância de ser arrojado para quebrar paradigmas, na busca da abertura de novas fronteiras exploratórias”, complementa.

Para o presidente da Associação Brasileira de Empresas de Serviços do Petróleo (ABESPetro), **Claudio Makarovsky**, a bacia de Campos tem potencial de sobra, tanto em projetos de revitalização de campos maduros nos turbiditos, como em novos empreendimentos em novos plays, como o pré-sal.

“É uma bacia que já tem tudo pronto, toda a infraestrutura necessária, desde o poço até as bases terrestres, incluindo a malha de dutos submarinas”, destaca o dirigente da entidade que reúne quase 50 empresas as quais respondem por mais de 80% das atividades de E&P offshore.

Head O&G Sales da Siemens, uma das principais fornecedoras de pacotes completos de soluções, abrangendo tecnologia e serviços nessa área, na revitalização dos campos maduros, o executivo soma mais de três décadas nesse setor. E é apoiado nessa trajetória que vê uma nova onda se formando no setor, na qual o ‘surf’ (ou seja, a onda para a indústria deve buscar) vai se dar na sísmica, na perfuração de novos poços e realocação de risers (como está previsto, por exemplo, no campo de Marlim).

Fator de recuperação

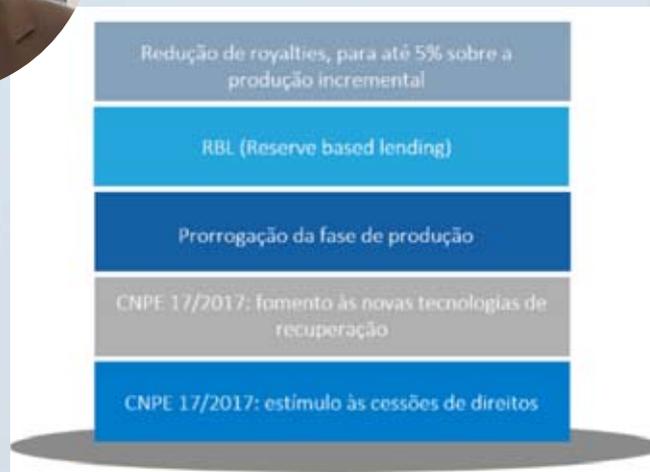
Maka, como é conhecido no mercado, destaca o enorme potencial de produção e de aumento do fator de recuperação (FR) nessa bacia. “Em que pese a maturidade dos campos, o fator de recuperação do Brasil é baixo. Na bacia de Campos, esse FR é de 24% e, nos melhores cenários brasileiros, como no Recôncavo, chega a 33%. Mundialmente, o FR médio é de 35%, sendo que na Noruega, esse fator chega a mais de 50% para o óleo”, pontua.

Para o dirigente da ABESPetro, mesmo considerando as características mais favoráveis daquele país (lâmina d’água rasa, óleo leve etc.), os números mostram que o Brasil pode

ir além. “1% a mais no FR do Brasil gera potencialmente US\$ 18 bilhões em novos investimentos, US\$ 11 bilhões em royalties e reservas adicionais de 2,2 bilhões de boe. Considerando somente a bacia de Campos, 1% a mais no fator de recuperação gera US\$ 8 bilhões em investimentos e US\$ 5 bilhões em royalties, correspondendo a quase de 1 bilhão de boe”, afirma.

Para aumentar o fator de recuperação dos campos, os governos têm autorizado a extensão da fase de produção e as transferências de operação para empresas especializadas nessa atividade. “Adicionalmente, lançam pacote de incentivos econômicos, como redução de tributos, e fazem adequações regulatórias, para otimizar e simplificar os requisitos nessa etapa”, observa.

Outra iniciativa válida é a oferta de áreas no entorno do campo maduro, com a finalidade de descobrir novos reservatórios que, em produção, otimizarão a infraestrutura ociosa, prolongando a vida dos campos maduros ligados a ela.



Principais ações em desenvolvimento para incentivar o aumento do fator de recuperação e a extensão da vida útil de campos maduros

Ele pondera que a ANP já está trabalhando nesse sentido, alinhada com a Resolução CNPE nº 17/2017, que estimula as cessões de direitos de campos cujos operadores não estejam aplicando os recursos necessários à maximização da recuperação dos volumes descobertos. “É importante que esses campos sejam operados por empresas com foco em aumento do FR, extensão de vida útil e redução de custos”.

Para fomentar a participação dessas empresas no país, a ANP está regulamentando o chamado RBL (em inglês, reserve based lending), financiamento lastreado em reservas de petróleo, uma vez que reunir capital é um dos maiores desafios da indústria.

“As empresas poderão utilizar as reservas remanescentes dos campos maduros como garantia para obter o financiamento. Nos contratos da 14ª Rodada, a ANP já facultou

aos concessionários constituir, no âmbito das operações de crédito ou dos contratos de financiamento, garantia sobre os direitos emergentes do contrato (RBL)”, lembra Claudio Makarovsky.

Inovação do poço ao top side

Outra diretriz é o fomento às novas tecnologias de recuperação, cuja aplicação é essencial para aumentar os volumes extraídos dos reservatórios – alvo que já virou categoria no Prêmio de Inovação da ANP. Também está em curso a revisão da regulamentação de aplicação de recursos da cláusula de P&D, que deverá fomentar a inovação.

Do poço ao top side, empresas com esse DNA estão a postos para atender a demanda desse redesenvolvimento da bacia de Campos. É o caso da brasileira Ouro Negro, fornecedora de tecnologias que abrangem desde sistemas de completação inteligente de poços totalmente elétricos (o que possibilita a incorporação de novas tecnologias ao poço), à robôs de inspeção e manutenção e sistemas de monitoramento da integridade de risers.

Com parcerias com oil companies como Petrobras e Repsol Sinopec – a mais recente, para desenvolvimento de um protótipo de sistema robótico modular autônomo para inspeção e atuação em poços de petróleo, sob a marca registrada Wellrobot® - a Ouro Negro tem tido sucesso em sua aposta na inovação para dar suporte à indústria de óleo e gás.

“Somos uma empresa de tecnologia com foco na geração de soluções que potencializem o core business da indústria petrolífera: a exploração e produção de petróleo e gás natural, em cenários onshore e offshore, com menor custo, maiores níveis de segurança e confiabilidade e menores riscos econômico e operacional”, pontua o CEO da Ouro Negro, **Eduardo Costa**.

Alinhada com a indústria 4.0, a empresa vem desenvolvendo soluções inteligentes que deem suporte às atividades de E&P durante toda a vida útil do ativo – desde a concepção até o abandono do poço. Uma delas é uma versão da tecnologia premiada de Monitoramento Óptico Direto no Arame, utilizada no pré-sal, o MODA Retrofit, que pode ser instalado diretamente em risers já em produção em campos maduros, como os da bacia de Campos.

“Enquanto o MODA é instalado nos risers durante a sua fabricação, a versão Retrofit é aplicada no riser sem que haja necessidade de paralisação da produção do FPSO ou outra unidade offshore, possibilitando ao operador monitorar a integridade desses equipamentos, de forma a antecipar ações caso verifique riscos de danos nesse equipamento”, explica Eduardo Costa.

“A sinergia entre as várias áreas de competência da Ouro Negro, possibilita incrementarmos as soluções criadas na empresa, aliando as mais distintas tecnologias como senso-

res ópticos, data intelligence, robótica modular, lasers de alta potência e um conjunto de inovações para completação de poços”, conclui o executivo.

Está no sangue

Esse novo cenário que vem sendo delineado para a bacia de Campos mobiliza também empresas que surgiram e construíram uma reputação em projetos pioneiros nessa região, cujos desafios impulsionaram o desenvolvimento de novas tecnologias, como o uso de unidades flutuantes do tipo FPSO.

É o caso de outra brasileira, a Forship Engenharia, criada e consolidada, literalmente, nas águas profundas da bacia de Campos, uma vez que participou da grande maioria dos projetos de FPSO que começaram a operar na região a partir de 1990, após a descoberta de campos gigantes na segunda metade dos anos 1980.

O presidente e CEO da Forship, **Fábio Fares**, começou a engenheirar a empresa em 1997, quando assumiu a responsabilidade pelo projeto as built, gerenciamento de engenharia e comissionamento e elaboração dos manuais de operação da plataforma FSPO P-32. “A conversão do Cairu, um VLCC da Fronape (Frota Nacional de Petroleiros), na Espanha, foi uma das primeiras plataformas do tipo FPSO da Petrobras”, lembra o executivo que criou a Forship em julho de 1998.



“A Forship surge no cenário nacional como uma empresa de engenharia naval, que tinha em seu DNA algo de novo na indústria naval e offshore brasileira – o comissionamento como uma cultura”, complementa Fares.

Desde então, os projetos foram se sucedendo, incluindo plataformas emblemáticas como a P-55, maior unidade semissubmersível do mundo quando entrou em operação, em 2013, com capacidade para produzir diariamente 180 mil bbl e tratar 4 milhões de m3 de gás.

Foi para agilizar os projetos de comissionamento dessas unidades que Fares criaria uma ferramenta, o Handover Management System (HMS), que em 2007 se tornaria a subsidiária HMSWeb Tecnologia da Informação, especializada no desenvolvimento de soluções de TI para o gerenciamento e controle de projetos de engenharia.

Somando um número recorde de participações em projetos na bacia de Campos, a Forship tem atuado em projetos nas bacias de Campos e Santos – nessa, o último deles foi o FPSO P-67, que entrou em operação no Norte de Lula no início do ano.

A empresa, que tem contrato de manutenção de sete sondas próprias da Petrobras, entre outros relacionados a operações na bacia de Campos, com distintos clientes, tem projetos com outras operadoras e fornecedoras de bens e serviços, como a Cameron-Schlumberger.

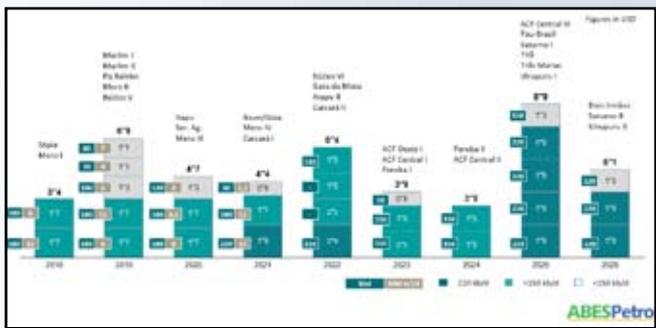




Peregrino

É por meio dessa última que está deixando sua marca, desta vez no serviço de suporte regulatório, em mais um projeto na bacia de Campos: a plataforma fixa de perfuração offshore (WHP-C), que integra a Fase II do Projeto Peregrino, operado pela Equinor. Ela trabalha para assegurar que a Drilling Package Unit (DPU), esteja em plena conformidade regulatória com a legislação local, dentro de padrões internacionais.

Para Fares, o potencial da bacia de Campos, tanto no cenário de redensolvimento, que inclui novas FPSO, quando na expansão da exploração e produção do pré-sal, a empresa tem oportunidade de aplicar o conhecimento consolidado em mais de duas décadas. “Estamos completando 21 anos de atividades, participando a projetos nessa região, todos com o mais alto índice de satisfação do cliente. Acreditamos que isso vai fazer a diferença nessa nova etapa da bacia de Campos”, conclui o executivo, atento a demanda de novos FPSOs, conforme levantamento da ABESPetro.



Parceria soma experiência e tecnologia

Na mesma linha estão duas jovens empresas, a BR2W e a InterService Serviços Offshore, parceiras em diversos projetos na área de abrangência da bacia de Campos, das bases, terminais e portos, barcos de apoio e unidades de perfuração e de produção..

Ambas tem expectativas de atuar nesse cenário aliando a experiência da InterService, com um corpo técnico com mais de 20 anos no setor e uma carteira de clientes que inclui players globais dessa cadeia produtiva, à inventiva da BR2W, que em quatro anos se posicionou como um empresa 4.0, com soluções IoT para monitoramento de cargas e análise de estresse em tempo real de equipamentos rotativos e estruturas metálicas.

“Confiabilidade é o nosso negócio. Por isso investimos em equipamentos modernos e de última geração, bem como na atualização e aprimoramento do nosso quadro técnico, realizando cursos de reciclagem e treinamentos de forma contínua”, destaca o diretor da InterService, **André Isaltino**.

“Essa expertise será fundamental para os novos projetos na bacia de Campos”, acrescenta o executivo da empresa que atua na área de inspeção e certificação, testes de alta complexidade, ensaios não destrutivos, inspeção eletromagnética, corte e soquetagem de cabos de aço, entre outros serviços.



Boa parte deles utilizando as soluções tecnológicas da BR2W, como a célula de carga BR2W® AT, com capacidade para até 500 toneladas e tecnologia de comunicação Wi-Fi, e ainda uma placa eletrônica que agrega robustez e inteligência a qualquer similar do mercado.

“A placa BR2W faz o upgrade de uma célula de carga padrão, agregando novas competências, como a capacidade de realizar monitoramento e compartilhar dados, além de gerar certificados imediatos por meio do aplicativo móvel App BR2W LoadC®, na plataforma Android”, explica o fundador da BR2W, **Pedro Filho**.

Segundo ele, são soluções que agregam maior confiabilidade e inteligência, quesitos que são mandatórios em projetos offshore, desde a base, em terra firme, até o top side.



Tem gestão

É com essa mesma visão que outra empresa de tecnologia, a Intcom - HR & Travel Intelligence, está apostando no potencial de aplicação de suas soluções digitais de gestão de RH e planejamento de operações offshore e onshore, como o BlueOpex.

Utilizada em 40% da frota marítima nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo – com cerca de 7 mil vidas gerenciadas –, essa ferramenta 4.0 da Intcom tem tudo para crescer nas águas brasileiras.

“A revitalização de campos maduros bem como os novos projetos de exploração e produção na bacia de Campos vão implicar na demanda por mais e mais embarcações, de diferentes portes e tipos, para dar suporte a todas essas atividades”, diz **Álvaro Antunes**, CEO da Intcom - HR & Travel Intelligence, para concluir: “A Intcom pretende fazer parte desse processo, oferecendo suas ferramentas 4.0 de gestão, assegurando maior confiabilidade na operação dessa frota”.





Porto do Açú: plataforma de serviços da revitalização



Localizado próximo aos campos maduros da bacia de Campos, o Complexo do Porto do Açú se apresenta como uma plataforma de serviços e melhor alternativa para a instalação e operação de empresas do setor de óleo e gás, dando toda o suporte necessário para a retomada dessa produção. Quem garante isso é o atual CEO da Prumo, **José Magela** (à esq.), que em agosto passará o bastão para **Carlos Tadeu Fraga** (à dir.).



Destacando que o complexo é um hub para a indústria de O&G, oferecendo soluções integradas em custo, eficiência e segurança, de forma sustentável, Magela afirma que isso será decisivo para reduzir os gargalos de infraestrutura da indústria de óleo e gás, diante da produção crescente na região, por conta do pré-sal.

“O Açú é um porto sem gargalos e sem fila de espera, o que torna a operação mais rápida, eficiente e, principalmente, mais barata. Por ser 100% privado, possibilita o desenvolvimento de projetos customizados. E entre as 13 empresas instaladas, líderes no setor de O&G, temos a Edison Chouest que opera no local a maior base de apoio offshore do mundo”, frisa Magela.

Ele lembra ainda que a Dome, joint venture entre a Prumo Logística e a GraniHC, vem reforçando a vocação do complexo para ser um cluster de subsea. “Um exemplo é a spool-base da TechnipFMC que será instalada na área da Dome, que deverá iniciar operação em 2020, realizando atividades de recebimento dos tubos rígidos, armazenagem, movimentação, soldagem e revestimento das linhas”, observa o executivo.

A partir da instalação dessa spoolbase, será possível a construção, montagem e reparo de equipamentos submarinos. “Essa parceria também reforça a posição do Porto do Açú para o mercado nacional, integrando as linhas rígidas e as flexíveis já existentes”, complementa.

“Em resumo, os principais diferenciais do Complexo são infraestrutura de ponta, localização geográfica, apoio logístico, desenvolvimento sustentável, facilidade logística para escoamento de produtos, disponibilidade de área, integração com outras empresas já instaladas no comple-

xo, expansão da cadeia produtiva”, conclui o executivo.

Números do Porto do Açú

- Complexo do Porto do Açú:
 - 130 Km² de área total, sendo 40 km² de reserva ambiental e 90 km² para instalação de indústria;
 - 15% dessa área de 90km² (excluindo arruamentos e rotatórias) estão ocupados
- Área molhada:
 - Total: 18,5 milhões de m²
 - Ocupação: 48%
- Quilometragem de cais:
 - Potencial: 17 Km (superando o maior porto brasileiro, de Santos, que tem 16Km de cais)
 - Ocupação: 40%
- Berços contratados - a Edison Chouest opera no Porto do Açú a maior base de apoio offshore do mundo, com 15 berços de atracação, nove dos quais já em operação e a previsão é que todos estejam operando até final de 2019. Entre os clientes atendidos estão Petrobras, Petro Rio, Equinor, Perenco e Shell.
- Transbordo – Em quatro anos de atividade, a Açú Petróleo realizou 78 operações de transbordo (até o final de maio), que correspondem a aproximadamente 75 milhões de barris de petróleo. Treze dessas operações foram realizadas com navios do tipo VLCC (Very Large Crude Carrier), que tem capacidade de armazenamento de até 2 milhões de barris de petróleo bruto. Entre os clientes estão Shell, Galp, Equinor e Petrobras.