

O 'SAL' da indústria

Produção crescente, poço com vazão recorde, alta produtividade, reservas gigantescas já provadas ou estimadas, com oportunidades já comprovadas de que é possível antecipar extração do primeiro óleo para garantir o retorno dos investimentos em tempo menor. Esses são os fatores que pesam na balança dos investidores, que arremataram todos os blocos do último leilão da partilha, com os BIDs do pré-sal somando um total de R\$ 31,12 bilhões em bônus mais R\$ 3,1 bilhões em investimentos mínimos para 13 blocos, que representam menos de 10% da área total do chamado polígono do pré-sal. É também o que alenta a cadeia produtiva, que, depois de três anos críticos, sonha com a demanda de bens e serviços para as mais de 60 plataformas previstas para os próximos anos pela própria Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Por Beatriz Cardoso



5ª rodada do pré-sal

A paráfrase da frase bíblica, livro que traz diversos sentidos figurados ao sal – tanto por sua capacidade de dar sabor e força, como de estabilidade, permanência (ele é um conservante poderoso), ajusta-se, como poucas, ao que o pré-sal representa para o Brasil e a indústria de óleo e gás.

Os resultados dos cinco leilões específicos de blocos no pré-sal, que somaram até agora mais de R\$ 34,2 bilhões entre bônus e investimentos mínimos previstos na data do leilão (mais do que superados no caso de Libra), não deixam dúvidas sobre a importância dessa nova fronteira que atraiu players dos cinco continentes.

Mais ainda pelo fato de que foram leiloados até agora menos de 10% do chamado polígono do pré-sal, que tem aproximadamente 149 mil km², estendendo-se de Santa Catarina até o sul do Espírito Santo, englobando as duas maiores bacias produtoras, Santos e Campos. A área total concedida nesses BIDs soma menos de 14,7 mil km².

Nem mesmo o regime de partilha, implementado após o primeiro BID do pré-sal, afugentou os investidores, que estão fazendo altos 'lances' em excedente da produção para a União, para arrematar blocos, como ocorreu na 5ª Rodada de Partilha da Produção, realizada no final de setembro, pela ANP.

Os números do leilão, que arrematou 7 R\$ 7,82 bilhões em bônus de assinatura e investimentos mínimos, deixaram claro que a aposta de todos é de que vão recuperar esses recursos mais rápido que em outras áreas disponíveis no mundo. Tanto que a oferta de excedente dos dois blocos mais disputados, fator determinante para definição do vencedor, foi de aproximada-

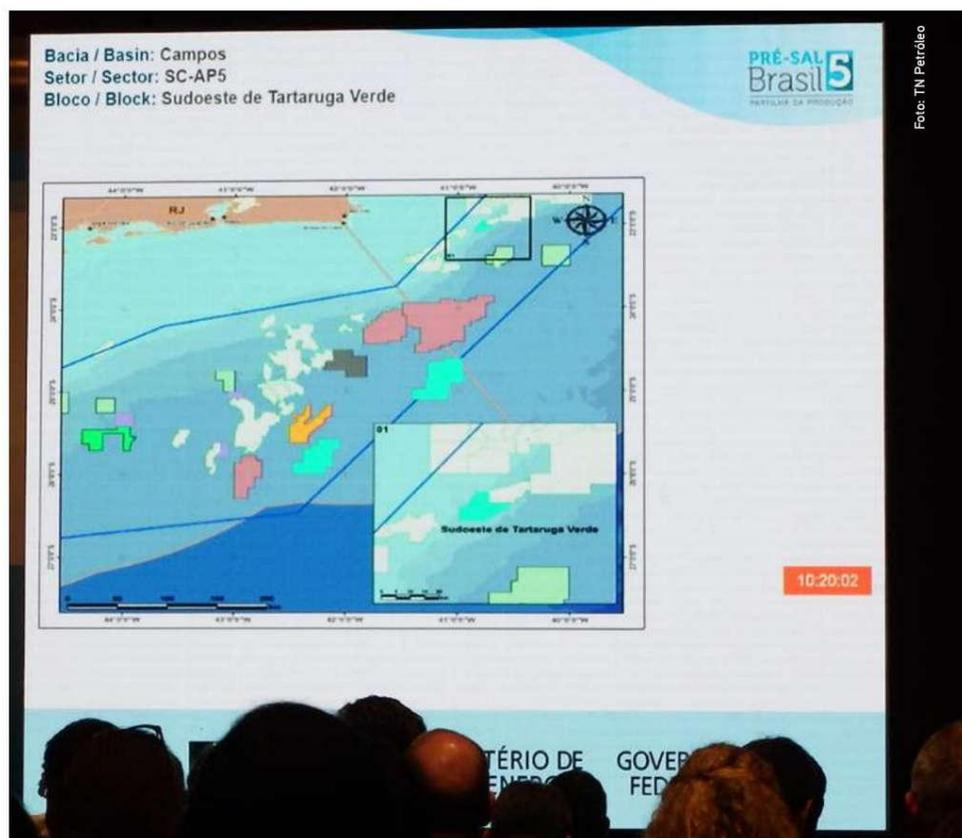


Foto: TN Petróleo

mente 64% (Pau-Brasil) e de 70,2% Saturno).

Mesmo em uma indústria de risco, como a do petróleo, e em meio à discussão em torno de uma economia de baixo carbono, quem está disposto a desembolsar tantos milhões, como Shell, Chevron, ExxonMobil, QPI, BP Energy, Ecopetrol e CNOOC – companhias oriundas de quatro dos continentes, sendo que a australiana Karoon também tem ativos no pré-sal – é porque acredita recuperar com alto lucro esse investimento.

Principalmente diante da alta produtividade dos poços do pré-sal, que depois de alcançarem a marca os 30, 40 mil barris/dia de petróleo, saltaram para 50 mil barris/dia, superando depois os 60 mil barris.

Esse foi o volume registrado em setembro pelo único poço do campo de Mero, que extraiu uma média de 60,7 mil barris/dia de óleo de excelente API (ou seja, óleo leve)

nos chamados Testes de Longa Duração (TLD), que possibilitam a antecipação da produção de blocos em exploração. Tanto que a previsão é que o FPSO Pioneiro de Libra vá operar os Sistemas de Produção Antecipada (SPAs) subsequentes em outras áreas do campo.

A 'isca' das petroleiras

O campo de Mero ocupa apenas um quarto do gigantesco Libra, com mais de 1500 km² de área, mas que representa cerca de 1% da área total do chamado polígono do pré-sal, que tem aproximadamente 149 mil km², estendendo-se de Santa Catarina até o sul do Espírito Santo, englobando as duas maiores bacias produtoras, Santos e Campos.

Completando hoje um ano de operação, Mero tem seu óleo produzido por meio FPSO Pioneiro de Libra, primeira unidade dedicada a TLD que é equipada para injetar

o gás extraído. A plataforma do tipo FPSO, sigla em inglês, é uma embarcação que produz, armazena e transfere petróleo.

Os resultados de Mero levam o consórcio operador, liderado pela liderado pela Petrobras (40%), em parceria com a Shell (20%); Total (20%) e as chinesas CNPC (10%) e CNOOC Limited (10%), a projetar o desenvolvimento acelerado de Libra, por meio de até 4 sistemas de produção definitivos nos próximos anos – com Mero1 previsto para 2020, menos de três anos após o início da produção.

Durante a Rio Oil & Gas (veja matéria nessa edição), a Petrobras revelou que vai manter o FPSO Pioneiro de Libra na mesma locação até o final de 2019, quando o plano original era testar outros locais do campo.

Segundo **Fernando Borges**, gerente executivo da Petrobras para o projeto de Libra (Mero), a nova estratégia é conectar outro poço de injeção de gás, já perfurado e completado, que está há apenas 1,5 km do campeão em produção, e desconectar o outro poço injetor, que está há 5 km. Sem infraestrutura para escoamento de



5ª Rodada do Pré-sal – Resultado final					
Bacia	Bloco	Bônus de assinatura (R\$) (fixo)	Empresa / consórcio vencedor	Excedente em óleo oferecido	Ágio
Santos	Saturno	3.125.000.000,00	Shell Brasil (50%)*; Chevron Brasil Óleo (50%)	70,20%	300,23 %
	Titã	3.125.000.000,00	ExxonMobil Brasil (64%)*; QPI Brasil (36%)	23,49%	146,48%
	Pau-Brasil	500.000.000,00	BP Energy (50%)*; Ecopetrol (20%); CNOOC Petroleum (30%)	63,79%	157,01%
Campos	Sudoeste Tartaruga Verde	70.000.000,00	Petrobras (100%)*	10,01%	0%

gás, é mandatório injetar esse energético até o momento em que possa ser extraído comercialmente.

“Com o produtor de óleo e o injetor de gás mais próximos um do outro, será mais fácil monitorar o reservatório e testar a velocidade na qual o breakthrough de gás acontece em tempo real. Os nossos parceiros reconheceram a importância de reduzir esse risco porque, quando o gás chega ao poço produtor, ele reduz a quantidade de óleo produzido”, pontuou Borges.

Também está prevista a conexão de um segundo poço produtor ao FPSO. “Ter dois poços de produção de óleo em operação simultaneamente nos dará mais informações do reservatório. Tudo o que precisamos fazer é reduzir a vazão de cada poço para até 25.000 bpd”, observou.

Com elevadas vazões e pressões, presença expressiva de gás associado ao óleo, e alto teor de CO2 em Libra, tem demandado soluções tecnológicas de ponta, que fazem desse um dos mais robustos projetos offshore da indústria mundial. Com lâminas d’água que variam de 1700 a 2400 metros, e profundidades totais que chegam a 6 mil metros, esse empreendimento tem um reservatório dos mais produtivos do mundo, com colunas de óleo que superam 400 metros de espessura. O que faz aumentar as apostas em torno do pré-sal.

Bacias prioritárias

Essa expectativa de retorno rápido do investimento e, para tanto, aceleração dos projetos, que representa o ‘sal’ da indústria para uma

Quadro de projetos da Pré-sal Petróleo:

Área	Rodada	Operador	Consociados	Excedente em óleo lucro
Libra	1	Petrobras (40%)	Shell (20%), Total (20%), CNPC(10%), CNOOC(10%)	41,65%
Sul de Gato do Mato	2	Shell (80%)	Total (20%)	11,53%
Entorno de Sapinhoá	2	Petrobras (45%)	Shell (30%), Repsol (25%)	80%
Norte de Carcará	2	Equinor (40%)	ExxonMobil (40%), Petrogal (20%)	67,12%
Peroba	3	Petrobras (40%)	BP (40%), CNOOC Brasil (20%)	76,96%
Alto de Cabo Frio Oeste	3	Shell (55%)	QPI (25%), CNOOC (20%)	22,87%
Alto de Cabo Frio Central	3	Petrobras (50%)	BP (50%)	75,80%
Uirapuru	4	Petrobras (30%)	ExxonMobil (28%), Equinor(28%), Petrogal (14%)	75,49%
Dois irmãos	4	Petrobras (45%)	BP (30%), Equinor (25%)	16,43%
Três Marias	4	Petrobras (30%)	Shell (40%), Chevron (30%)	49,95%

*Os contratos da 4ª e 5ª rodadas de licitação ainda não foram assinados.

5ª rodada do pré-sal

Leilões do Pré-sal (Concessão e Partilha)

BID	data	Blocos concedidos	Bônus (bilhões reais)	Investimentos mínimos (milhões)	Área total km2
1	21/10/13	1 (Libra)	15	610,9	1500,00
2	27/10/17	3	3,3	304,00	655,74
3	27/10/17	3	2,85	456,00	6130,78
4	07/06/18	3	3,15	738,00	3521,00
5	28/09/18	4	6,82	1.000,00	2864,50

Produção do Pré-sal por campo

Campo	PRÉ-SAL	PÓS-SAL	PRÉ-SAL	PÓS-SAL	PRÉ-SAL	PÓS-SAL
	petróleo bbl/d		gás natural (Mm³/d)		Produção (boe/d)	
Jubarte	105.738	393.479	3.511	369	127.821	41.66
Baleia Azul	28.727	0	939	0	34.632	0
Baleia Franca	27.394	3.302	1.050	41	33.995	3.559
Marlim Leste	21.615	45.204	405	677	24.161	49.464
Barracuda	4.080	61.305	58	781	4.445	66.220
Caratinga	3.766	10.890	54	162	4.103	11.907
Pirambu	381	0	11	0	450	0
Voador	126	0	5	0	158	0
Marlim	100	113.502	4	1.536	125	123.162
Set/2018	191.927	627.682	6.037	3566	229.890	254.312

cadeia produtiva que amargou um período de 'seca' de mais de três anos, período da pior crise da história desse setor no país, desde a descoberta dos primeiros campos gigantes na bacia de Campos.

É o que ficou demonstrado na Rio Oil, & Gas, realizada na mesma semana do leilão, e que reuniu toda a cadeia de fornecedores bem como as principais operadoras do mundo. As apostas de demanda crescente são altas, principalmente com a previsão do diretor geral da ANP, Décio Oddone, de que vão ser demandas no mínimo 60 plataformas, entre as previstas e as que vão ser definidas nos projetos de desenvolvimento dos campos obtidos nos leilões da partilha.

Ainda que o período exploratório mínimo seja de sete anos, os resultados obtidos pela Petrobras e parceiras no pré-sal gerou a expectativa de que as operadoras vão antecipar a produção. O que significará forte demanda de bens e

serviços tanto na fase exploratória (há quem aposte dentro da ANP que as 24 sondas hoje em operação no país vão mais do que dobrar nos próximos anos) bem como na de desenvolvimento. O que significa sistemas completos de produção, do poço ao topside.

E isso vai acontecer nas duas principais bacias produtoras, Santos e Campos. Essa última, perdeu a liderança no ranking da produção nacional, mas não a realeza. Ela hoje responde por 43% do petróleo extraído no país e 17% da produção de gás natural, contribuindo com cerca de 230 mil barris equivalentes por dia (boe/d) na produção do pré-sal, que em setembro totalizou 1.783 mil boe/d. Vários campos foram praticamente revitalizados pelo pré-sal, como os que compõem o Parque das Baleias.

Tanto é verdade essa realeza que a bacia teve um bloco leiloadado no último BID, com a Petrobras manifestando antecipadamente

seu direito de preferência para ser operadora, conforme prevê a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE n.º 06/2018. Resultado: Sudoeste Tartaruga Verde foi arrematado pela estatal com o menor excedente de óleo já oferecido (10,1%) e ágio zero, pelo bônus de RS70 milhões.

O bloco, assim como os demais leiloados, segundo o edital, está em bacia de elevado potencial. E seu reservatório se estende para área hoje já sob contrato de concessão (Tartaruga Verde), o que impõe a adoção de procedimento de individualização da produção (unitização) de petróleo e gás natural.

O interessante é que Tartaruga Verde, desde 2016, está no plano de desinvestimento da Petrobras. Em abril desse ano, a estatal publicou fato relevante referente à cessão de 50%, sem transferência da operação, de seus direitos e obrigações de exploração e produção do campo de Tartaruga Verde (concessão BM-C-36) e do Módulo III do campo de Espadarte, ambos localizados em águas profundas nessa bacia.

Uma das jazidas do campo, Tartaruga Mestiça, se estende além do limite da concessão BM-C-36 e já possui Acordo de Individualização da Produção (AIP) assinado com a PPSA (com 30,65% de participação, e a Petrobras, com 69,35%). A australiana Karoon já anunciou seu interesse nesse ativo que começou a produzir em junho desse ano, por meio do FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes, com capacidade de processar diariamente até 150 mil barris de petróleo e 3,5 milhões de metros cúbicos de gás e de compressão de 5 milhões de metros cúbicos de gás.

Resultados esperados

A disputa pelos blocos da bacia de Santos no leilão já era espera-

da. Assim como as operadoras que iriam se posicionar nesse BID. A Joint venture Shell Brasil e Chevron, cada uma com 50%, pagaram R\$ 3,125 bilhões por Saturno, vencendo o certame ao oferecer 70,2% de excedente de óleo para a União. Bem acima dos iniciais 17,54%, registrando um ágio de 300,23%, O que mostra mais uma vez que tem aposta alto é porque acredita em alto retorno. Mesmo ficando com 30% de excedente

ExxonMobil perdeu na disputa por Saturno mas levou, juntamente com a QPI, de Qatar, o bloco de Titã. A gigante norte-americana (64%) e a empresa do emirado do Oriente médio (36%), pagaram o mesmo valor de bônus, mas com uma oferta menor de excedente: 23,49%.

O maior bloco de todos em tamanho, Pau-Brasil, foi arrematado pelo consórcio da britânica BP (50%), a chinesa CNOOC (30%) e a persistente Ecopetrol (20%), que pagou R\$ 500 milhões de bônus e derrubou a Petrobras, a francesa Total e a outra chinesa, CNODC, ao oferecer 63,79% de excedente (um ágio de 157,01% em relação ao mínimo fixado, de 24,82%.

Percentuais mínimos de conteúdo local global

Bloco	% CL Mínimo Fase de Exploração	% CL Mínimo Etapa de Desenvolvimento		
		Construção de Poço	Sistema de Coleta e Escoamento	Unidade Estacionária de Produção
Saturno	18	25	40	25
Titã				
Pau-Brasil				
Bloco	% CL Mínimo Fase de Exploração	% CL Mínimo Etapa de Desenvolvimento		
Sudoeste de Tartaruga Verde	55	65		

Primeiro leilão da partilha com 100% de áreas oferecidas arrematadas (o primeiro, de Libra, não era partilha), a 5ª rodada foi vista como um sucesso pelo secretário executivo do Ministério de Minas e Energia, **Márcio Félix**, destacando o lance do consórcio integrado pela Petrobras, sem que ela tivesse exercido o direito de preferência (o que pode ter ocorrido por falta da consolidação de parceria no prazo).



Já Oddone comemorou a arrecadação futura que os blocos do pré-sal vão assegurar a União, Estados e Municípios. "O ágio médio de 170% dessa rodada elevou de R\$ 180 bilhões para R\$ 240 bilhões a expectativa de arrecadação ao lon-

go dos 35 anos dos contratos que serão firmados com os concessionários", contabilizou o diretor geral da ANP. "Com o petróleo a US\$ 70 dólares o barril, as áreas concedidas nos quatro últimos leilões do pré-sal, até depois da metade desse século irão gerar R\$ 1,2 trilhão em arrecadação para União, estados e municípios, a uma média de R\$ 40 bilhões por ano", finalizou.

Com a revisão do conteúdo local, que difere para cada bacia, mais do que na arrecadação do futuro, a indústria está à espera da partilha do bolo das demandas. Da sísmica ao poço e o topside... ou mais além, se a infraestrutura de escoamento crescer ou surgirem soluções que demandem novos projetos de liquefação do gás, por exemplo. ■

