

Sob nova administração, estatal mantém foco em E&P

Do Rio

Sob nova administração, a Petrobras não muda o foco: aposta nas atividades de exploração e produção (E&P) em águas ultra-profundas do pré-sal, na redução da dívida e na saída dos negócios de fertilizantes e distribuição de GLP, além das participações e produção de biodiesel e etanol.

O crescimento da produção de óleo estimado para este ano é de 10%. Entre 2020 e 2023, a previsão é de uma média de 5% ao ano. O Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2019-2023 prevê que novos campos incrementem a produção e compensem a meta de desinvestimento em cerca de 70% das 254 concessões da com-

panhia em campos maduros em terra e águas rasas.

Os investimentos previstos somam US\$ 84,1 bilhões — sendo US\$ 68,8 bilhões para E&P (14% a mais do que no plano anterior).

Para exploração de novas áreas produtoras, estão previstos investimentos de US\$ 10,8 bilhões nos próximos cinco anos. O montante é 60% maior do que o previsto no PNG 2018-2022 e representa 16% dos recursos para a carteira de E&P.

Desenvolvimento da produção fica com a maior fatia dos recursos: 70%. São US\$ 48,4 bilhões — 56% para o pré-sal e 44% para o pós-sal. Outros 14% dos investimentos em E&P devem ir para infraestrutura e pesquisa & desenvolvimento.

O aumento da produção será garantido pela entrada em atividade de novos sistemas. Quatro começaram a operar este ano: as plataformas P-74, no Campo de Búzios 1, P-75, em Búzios 2, P-69, em Lula Extremo, e o FPSO Cidade de Campos de Goytacazes, em Tartaruga Verde, com capacidade de até 150 mil barris/dia.

As novas unidades não evitarão uma queda da produção de petróleo da Petrobras no Brasil no ano (de 5,5%). A média diária foi de 2,03 milhões de barris. A meta era de 2,10 bpd. No ano anterior, a empresa produziu 2,15 milhões de barris por dia.

Outros quatro sistemas de produção estão programados para entrar em operação até o fim deste ano: P-67, em Lula Norte, P-68, em Berbigão, P-76, em Búzios 3, e P-77, em Búzios 4. Mais três unidades já estão contratadas para 2020 e 2021 e mais sete estão previstas para serem contratadas entre 2021 e 2023.

A empresa não informa se poderia haver a retomada de contratos com estaleiros nacionais. A previsão de desinvestimento chega a US\$ 26,9 bilhões. Especialistas em petróleo e gás miram principalmente a venda de ativos na área de refino, embora admitam que as negociações possam enfrentar entraves judiciais. A política de desinvestimentos foi retomada em 17 de janeiro deste ano com o anúncio da intenção de venda de 90% de sua participa-

ção na Transportadora Associada de Gás (TAG) e da totalidade da Araucária Nitrogenados. O pacote incluiria das refinarias RNEST, em Pernambuco, RLAM, na Bahia, Refap, no Rio Grande do Sul, e Repar, no Paraná.

A gestão da dívida e do portfólio de ativos da Petrobras reduziu os indicadores de endividamento em 2018. A melhora foi provocada pela venda de ativos operacionais ou de participações como as dos campos de Lapa, Sururu, Berbigão, Oeste de Atapu e Roncador, localizados no pré-sal. A valorização da cotação dos preços internacionais do petróleo e a política de preços da companhia ajudaram nas contas.

A empresa destaca que segue a sistemática interna validada pelo Tribunal de Contas da União (TCU) no processo de desinvestimento de 70% das suas 254 concessões em campos maduros em terra e água rasas.

O atual PNG também define investimentos de US\$ 400 milhões em energia renovável e continuará buscando parceiras, em especial na energia solar e eólica. Embora as informações sejam de retirada das participações e produção de biodiesel e etanol, há interesse em investir em alternativas como BioQAV (bioquerosene de aviação) e green diesel (diesel verde derivado do petróleo, mas sem emissão de enxofre e outros poluentes na combustão). (PV)