

InfoMoney, 01 de Junho de 2023

Sem novas grandes descobertas de petróleo, Brasil vê pico de produção em 6 anos

Recentemente, o ministro de Minas e Energia, Alexandre Silveira, afirmou em audiência na Câmara ver “claros sinais de esgotamento exploratório” no pré-sal

Por: Reuters

Passados dez anos do primeiro leilão do pré-sal sob regime de partilha de produção, o Brasil falhou em confirmar novas grandes descobertas até agora, e a indústria do país urge por novos caminhos exploratórios que permitam manter a curva de produção em ascensão, antes que ela comece a declinar já a partir de próxima década.

A negativa do órgão ambiental Ibama no mês passado para que a Petrobras (PETR3;PETR4) realize uma perfuração na Bacia da Foz do Rio Amazonas, na Margem Equatorial brasileira, considerada a nova fronteira exploratória com grande potencial petrolífero, acendeu sinais de alerta para o setor de óleo e gás do país, que não vê outra saída por enquanto.

A produção brasileira de petróleo somou em março 3,115 milhões de barris por dia (bpd), sendo que 76% de origem em campos do pré-sal, com suas principais descobertas ocorrendo antes dos leilões de partilha, iniciados em 2013. A previsão, é que esse volume siga crescendo para tocar um pico de 5,4 milhões de bpd em 2029, antes que comece a declinar, segundo dados da estatal Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

“O problema é que uma base muito grande dessa produção é sustentada por mega campos do pré-sal”, disse à Reuters o diretor de pesquisa em exploração e

produção da consultoria Wood Mackenzie, Marcelo de Assis, pontuando que o maior do país, o campo de Tupi, que hoje produz 850 mil bpd, ou quase 30% da produção nacional, já está em declínio.

Para repor a produção de Tupi e outros campos que entrarão em declínio são necessárias muitas descobertas de médio porte ou “uma gigante”, disse Assis, ressaltando que isso não aconteceu e parece distante, caso a exploração da Margem Equatorial não decole.

“Com a Margem Equatorial fechada por motivos ambientais, as opções para repor as reservas estão ficando escassas. Nossa previsão é de queda da produção brasileira a partir de 2030... A exploração dos blocos que foram a leilão desde 2017 foi decepcionante.”

Há outros grandes campos do pré-sal que tiveram descoberta com poço perfurado antes dos leilões de partilha, como Búzios e Mero, que estão em crescimento, mas que também entrarão em declínio após 2030, disse o especialista. Hoje, somente Búzios –integrante de um contrato da cessão onerosa de 2010– representa cerca de 16% da produção nacional. Mero integrou a área de Libra, foco do primeiro leilão do pré-sal, mas atualmente produz 123 mil barris/dia, volume relevante, mas abaixo das expectativas iniciais.

Petrobras, Shell, Exxon e outras grandes petroleiras empenharam mais de 36 bilhões de reais apenas em bônus de assinatura ao arrematarem 15 blocos nas seis Rodadas de Licitações de Partilha de Produção do pré-sal realizadas entre 2013 e 2019.

No entanto, além de Libra, que deu origem ao campo de Mero, apenas três dessas áreas foram declaradas comerciais e entraram em produção até agora: Norte de Carcará, Entorno de Sapinhoá e Sudoeste de Tartaruga Verde –todas

extensões de jazidas que já eram conhecidas e haviam sido exploradas antes dos leilões de partilha, sob regime de concessão.

Norte de Carcará chegou a ter dois poços com descobertas que contribuíram com a declaração de comercialidade dos importantes campos de Bacalhau e Bacalhau Norte, operados pela Equinor. Já as declarações das outras duas áreas “foram apresentadas para cumprir um rito contratual”, disse a ANP à Reuters, “o que não traduziu novos esforços exploratórios dos contratos de partilha”.

O bloco Libra foi leiloadado em 2013, por 15 bilhões de reais, com a promessa de conter a maior jazida do país. Depois disso, o Brasil levou outros cerca de cinco anos para retomar os leilões do pré-sal.

Mero não se revelou maior que outros campos gigantes do pré-sal como Tupi ou Búzios, mas está em desenvolvimento e entre os cinco maiores produtores atualmente. “Quando recomeçaram os leilões de partilha, durante o governo Temer, (em 2017), existia um grande otimismo de que iria se replicar ou haveria campos parecidos com Tupi, Mero, Iara, só que isso não se concretizou até agora”, disse Assis.

PREMISSA FALHA

O regime de partilha, no qual as petroleiras se comprometem em pagar a União com uma parcela de petróleo extraída dos campos, foi adotado pelo governo após anos de discussões sobre como se exploraria o pré-sal diante do grande potencial exploratório visto nessas áreas, a exemplo de grandes descobertas realizadas.

“O regime fiscal da partilha foi criado partindo da premissa de que tinha uma área de baixo risco geológico... Mas o que a gente viu nos últimos leilões é que

isso não é mais verdade, disse o professor da PUC-Rio Edmar de Almeida, à Reuters.

“O governo foi muito eficiente em vender a ideia do bilhete premiado. No imaginário popular, quando fala em pré-sal se pensa em muito óleo e um óleo com baixo custo, mas quase tudo foi descoberto sob o regime (anterior), de concessão”.

Para o professor, o Brasil precisa fazer uma autocrítica e avaliar se quer continuar a ser um grande player do petróleo no futuro, para adotar as melhores políticas que permitam o avanço da indústria, que já vive pressionada por interesses rumo à transição energética global.

ENTRESSAFRA DE DESCOBERTAS

O país também negociou outros quatro blocos exploratórios no 1º Ciclo de Oferta Permanente sob modelo de partilha em 2022, por 916,25 milhões de reais em bônus, mas ainda é cedo para se pensar em resultados exploratórios.

“Parece que estamos numa espécie de entressafra de descobertas relevantes não só no polígono do pré-sal, mas em grande parte do Brasil, o que torna a Margem Equatorial ainda mais importante”, disse o ex-secretário de Petróleo e Gás do Ministério de Minas e Energia e presidente da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (Abpip), Márcio Félix.

Recentemente, o ministro de Minas e Energia, Alexandre Silveira, afirmou em audiência na Câmara ver “claros sinais de esgotamento exploratório” no pré-sal, e defendeu o avanço para novas fronteiras exploratórias, na Margem Equatorial, uma ampla área que se estende do Rio Grande do Norte até o Amapá, com grande potencial, mas enorme desafios ambientais.

A iniciativa enfrenta oposição de alas do governo que temem danos ao meio ambiente e pressionam pela transição energética, enquanto as atenções de grandes petroleiras globais se voltam para novas áreas descobertas em locais como Guiana, Suriname e Costa Oeste Africana.

BAIXA ATIVIDADE EXPLORATÓRIA

Atualmente, há apenas um poço em perfuração em um bloco arrematado em rodada de partilha de produção. Aram, no pré-sal da Bacia de Santos e operado pela Petrobras, teve seu poço pioneiro perfurado em 2021 e em março de 2023 foi iniciada a segunda perfuração, segundo dados da petroleira e da reguladora ANP.

No mês passado, a empresa confirmou descoberta de petróleo em meio a perfuração, que ainda não terminou. O diretor-executivo de Engenharia, Tecnologia e Inovação da Petrobras, Carlos Travassos, reiterou em conferência com analistas boas perspectivas com o bloco.

“Alguns poços vão ser necessários para delimitar o potencial dessa reserva e aí, possivelmente, esperamos que tenhamos brevemente a declaração de comercialidade em Aram”, disse o executivo.

Assis, da Wood Mackenzie, lembrou à Reuters que a expectativa inicial para Aram, arrematado por 5 bilhões de reais, era de que poderia ser um novo Tupi ou Búzios. “Mas considerando a velocidade entre o poço de exploração e o ‘appraisal’, a impressão que passa é que não é tão interessante assim”, afirmou.

Fora Aram, “tudo que foi explorado até agora ou foi devolvido ou não têm mais atividades, são indicativas bem ruins.”

Foram devolvidos até agora três blocos das seis rodadas de partilha, sendo Peroba e Dois Irmãos, pela Petrobras, arrematados por 2 bilhões de reais e 400 milhões de reais respectivamente; e o bloco de Saturno, pela Shell, arrematado por 3,125 bilhões de reais, disse a ANP.

“No tocante à Peroba, a devolução se deu em função da baixa atratividade da descoberta realizada por meio do poço pioneiro, enquanto no bloco Dois Irmãos não houve descoberta”, reiterou a Petrobras à Reuters.

A Shell, em sua devolução, apontou “baixa prospectividade”.

Além dessas três devoluções, o bloco de Libra teve parcelas de sua área original devolvidas, mas ainda há área remanescente em Fase de Exploração. “As devoluções de tais áreas exploratórias foram voluntárias, não havendo interesse em prosseguir com a exploração”, disse a ANP.

Sobre as áreas dos leilões de partilha que permanecem em exploração, a Petrobras informou que, além de Aram, concluiu a perfuração de poço pioneiro em outros quatro blocos –Alto de Cabo Frio Central, Uirapuru, Três Marias e Sudoeste de Tartaruga Verde–, e atualmente os resultados estão em avaliação, bem como a viabilidade dos projetos.

Um ex-executivo da Petrobras ponderou que a empresa também vê potencial para Alto de Cabo Frio Central, mas que ainda demanda confirmação por um próximo poço na área, que ainda não foi anunciado. Ele preferiu não ser identificado.

Outros três blocos, dois operados pela Shell (Sul de Gato do Mato e Alto de Cabo Frio Oeste) e um operado pela Exxon (Titã), também registraram descobertas, mas as empresas ainda não se manifestaram publicamente sobre os próximos passos.

Ambas as petroleiras têm reiterado investimentos e interesse no Brasil. Em nota, a Exxon adicionou que seu programa inicial de perfuração de exploração no Brasil está agora completo e que analisa dados adquiridos e o potencial para futuras atividades.

Link para a matéria original:
<https://www.infomoney.com.br/economia/sem-novas-grandes-descobertas-de-petroleo-brasil-ve-pico-de-producao-em-6-anos/>