

Petróleo

*Por Pedro Neves**

A) PRODUÇÃO, CONSUMO INTERNO E SALDO COMERCIAL

Tabela 1.1: Contas Agregadas do Petróleo (Bbl/d)

Agregado	set-19	MoM	Acumulado*
Produção	2.927.274,7	-2,1%	736.631.100,9
Consumo Interno	1.825.052,2	-0,3%	471.983.334,5
Importação	183.641,4	65,7%	52.515.223,4
Exportação	1.295.293,3	21,0%	327.100.864,0

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.
MoM – month over month
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

O mês de setembro/19 apresentou produção diária de 2,93 MMbbl/d, volume 2,1% inferior aos 2,99 MMbbl/d produzidos em agosto/19 (Tabela 1.1). Os maiores incrementos na produção por sistema produtivo ficaram com a P-52 (25,0 Mbbl/d) no campo de Roncador, a P-76 (20,9 Mbbl/d) no campo de Búzios e o FPSO Cidade de Angra dos Reis (17,6 Mbbl/d) no campo de Lula. Por outro lado, variações negativas ocorreram no FPSO Cidade de Maricá (42,3 Mbbl/d) e no FPSO Cidade de Mangaratiba (41,6 Mbbl/d), instalados no campo de Lula, e no FPSO Pioneiro de Libra (27,9 Mbbl/d), no campo de Mero.

A Petrobras anunciou o início de produção da P-68, quarto e último sistema a entrar em operação em 2019. A unidade tem capacidade de processamento de 150 Mbbl/d e opera nos campos de Berbigão e Sururu na bacia de Santos. Em 2020, a única unidade que entrará em produção já está em estágio avançado de comissionamento e deve chegar ao Brasil em dezembro, vinda da China. A P-70 irá operar no campo de Atapu, onde já existem 10 poços perfurados e dois completados.

Os outros sistemas previstos no Plano de Negócios e Gestão 2019-2023 tiveram informações atualizadas

em relatório recente da estatal. Embora a maioria tenha mantido seu cronograma, o FPSO Sepetiba, segunda unidade do campo de Mero, teve seu primeiro óleo adiado em um ano, para 2023.

Segundo dados da ANP, em setembro/19, 96,4% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 80,0% do gás natural foram produzidos em campos marítimos (*offshore*). O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.221 poços, sendo 655 marítimos e 6.566 terrestres (*onshore*).

Com relação ao pré-sal, sua produção foi oriunda de 110 poços e chegou a 1,83 MMbbl/d de óleo e 73,3 MMm³/d de gás natural, totalizando 2,29 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente por dia) em setembro/19. O montante representa 61,2% da produção total do país.

Apesar da produção crescente nos ativos do pré-sal, a Petrobras segue empenhada em reverter a trajetória declinante dos campos do pós-sal, em especial da bacia de Campos. Para tanto, a empresa conta com seu processo de desinvestimentos, transferindo ativos para empresas que se adequem melhor às oportunidades; com parcerias, como a do campo de Roncador com a norueguesa Equinor; com projetos de revitalização próprios, como o de Marlim; e ainda com a exploração de novas áreas, como o prospecto Forno, na concessão de Albacora. A expectativa é que, com os investimentos, seja possível reduzir o custo de extração e aumentar o fator de recuperação dos campos.

Quanto às rodadas de licitação, o Leilão do Excedente da Cessão Onerosa sagrou a Petrobras como grande vencedora. A estatal arrematou os volumes excedentes dos campos de Búzios e Itapu, num montante de quase R$ 70 bilhões. As outras duas áreas, que adicionariam R$ 36 bilhões ao total, não tiveram oferta e devem ser incluídas em certames futuros.[1] Vale destacar que, apesar do resultado não refletir as expectativas, o trabalho robusto do governo federal e entes federativos para realização do leilão mostrou o comprometimento necessário para realização de projetos de grande porte no país.

Já quanto aos ativos, a Petrobras espera pelo menos dobrar o número de unidades produtivas previstas para o campo de Búzios. Hoje quatro sistemas operam no campo e um já está contratado com previsão de primeiro óleo para 2022. Se as plataformas adicionais tiverem capacidade variando de 150 a 200 Mbbl/d, o campo pode facilmente produzir mais de um MMbbl/d antes de 2030. Quanto a Itapu, a plataforma prevista já deve ser suficiente para produzir nos volumes original e excedente. A unidade terá capacidade de 120 MMbbl/d de processamento e tem previsão de primeiro óleo para 2023.

A sexta rodada de partilha teve apenas um dos cinco blocos ofertados vendido. O bloco de Aram, maior descoberta disponibilizada no leilão, foi arrematado com oferta mínima de óleo-lucro à União por um consórcio formado entre Petrobras (80% e operação) e CNODC (20%). O bônus de assinatura arrecadado foi de R$ 5,05 bilhões.

Por fim, o CNPE aprovou os blocos que serão licitados na 17ª rodada de concessão, prevista para 2020. Tratam-se de 128 blocos em cinco bacias marítimas, totalizando mais de 64 mil km². Dentre os

[1] Para maiores detalhes acerca do leilão, vide Coluna O Megaleilão do Excedente da Cessão Onerosa: frustração ou estratégia?

blocos, constam seis além das 200 milhas náuticas previstas pela ONU como áreas de exclusividade econômica do país. Dado o ineditismo, o conselho criou um grupo de trabalho para analisar a modalidade de exploração e produção de petróleo na região. A expectativa é que exista volume considerável de petróleo, com potencial para elevar 50% das reservas atuais do país.

Com respeito às empresas operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93,1% da produção em setembro/19 (Figura 1.1). A estatal iniciou a perfuração de um poço (1-BRSA-1373-SPS) no bloco de Uirapuru, adquirido na quarta rodada de partilha em consórcio com a Equinor (28%), ExxonMobil (28%), Petrogal (14%). O prospecto foi prioridade para a empresa, uma vez que blocos de rodadas mais antigas ainda não foram perfurados, caso de Alto de Cabo Frio Central (terceira rodada) e Entorno de Sapinhoá (segunda rodada).

A participação da Equinor Brasil se manteve em 2,4%, mesmo com o decréscimo de 2,6 Mbbl/d produzidos no campo de Peregrino. A norueguesa está estudando localidades para instalação de infraestrutura de gás natural em virtude de seus ativos com alto potencial para o energético, Carcará e Pão de Açúcar. Ambos devem começar a produzir em meados da próxima década e a empresa avalia a melhor oportunidade para aproveitamento e beneficiamento dos ativos, seja via construção ou ampliação de terminais, exportação via GNL ou construção de gasodutos.

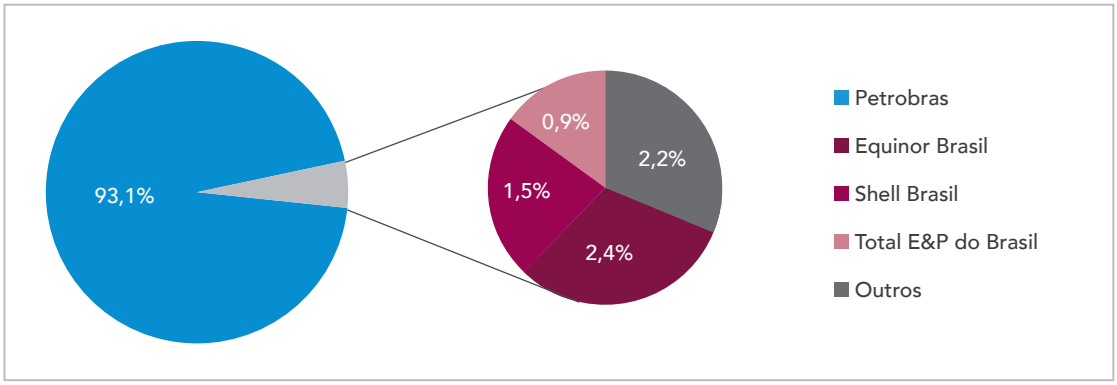
A Equinor comemorou em outubro um marco na sua operação no Brasil: mais de 200 milhões de barris produzidos no campo de Peregrino, na bacia de Campos. O campo foi o primeiro operado pela norueguesa fora do Mar do Norte. A empresa prevê investimentos na fase dois do projeto, com a instalação de uma terceira plataforma e a perfuração de novos poços. O campo ainda deve produzir por pelo menos mais 20 anos.

A Shell também manteve em 1,5% o seu patamar de campos operados em setembro/19. A produção do campo de Argonauta caiu 4,6 Mbbl/d, mas a de Bijupirá aumentou 2,1 Mbbl/d no mês. A anglo-holandesa concluiu a venda de 30% de sua participação no projeto de Gato do Mato[2] para a colombiana Ecopetrol. O consórcio responsável pela exploração dos ativos fica então formado por: Shell (50%), Ecopetrol (30%) e Total (20%). A campanha exploratória dos blocos já está em execução, com previsão de dois poços e aquisição sísmica. A Shell também prevê a contratação de um FPSO de 90 Mbbl/d de capacidade para produção no campo a partir de 2023.

A Total também manteve sua parcela em setembro/19 em 0,9%. Apesar disso, houve redução de 0,3 Mbbl/d na produção dos dois poços produtores do campo de Lapa.

[2] No projeto estão contidos os blocos BM-S-54 e Sul de Gato do Mato.

Figura 1.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador (agosto/19)



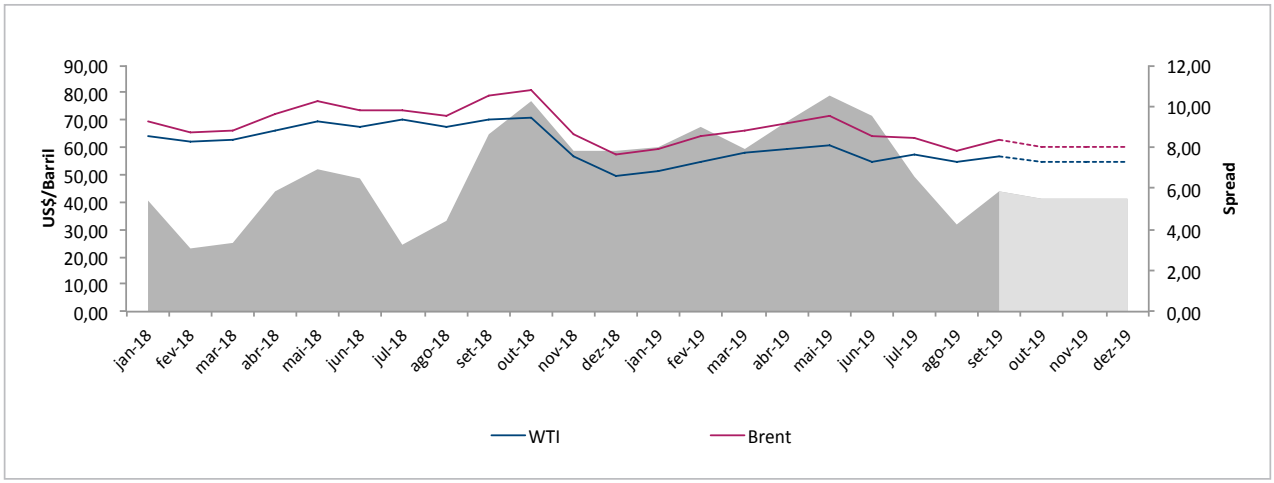
Fonte: ANP, 2019.

A PetroRio, maior operadora independente nacional, reportou produção no terceiro trimestre de 20 Mboe/d, em linha com o anterior. A aquisição da participação da Frade Japão Petróleo contribuiu para a alta na produção da empresa. Consequentemente, a receita total da PetroRio no trimestre foi de R$ 399 milhões, 78% maior que o mesmo período de 2018.

Analisando os preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Gráfico 1.2), a média de preços do óleo tipo Brent aumentou em setembro, atingindo US$ 62,83/bbl. O WTI, por sua vez, também cresceu, chegando a US$ 56,95/bbl.

A tensão econômica permanente entre EUA e China, dificultada pela falta de consenso entre os países, promove oscilação na cotação da *commodity*. Além disso, apesar da expectativa de desaceleração econômica global para os próximos anos, a IEA estima que a demanda por petróleo deve crescer no final do ano e, com ela, os preços de referência.

Gráfico 1.2: Preço Real e Projeção (US$/Bbl)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA (Deflator - CPI US).

Voltando à produção brasileira, em setembro de 2019, os estados brasileiros variaram fortemente sua produção de petróleo, inclusive com a queda do Rio de Janeiro. Sergipe e Espírito Santo foram os maiores destaques positivos, principalmente em função do aumento da produção no campo de Piranema (Sergipe) e no conjunto do Parque das Baleias (Espírito Santo). A Tabela 1.3 consolida os dados de produção por estado.

A produção crescente de Sergipe vai ganhar novo aliado até o fim do ano. A Petrobras planeja iniciar o teste de longa duração (TLD) do prospecto de Farfan, uma das descobertas em águas profundas da bacia de Sergipe-Alagoas. A previsão é usar o FPSO Cidade de São Vicente, contratado junto a BW Offshore, conectado a um poço de produção. O TLD deve durar seis meses, tempo em que também vencerá o contrato do FPSO da BW.

Tabela 1.3: Produção por Estado (Bbl/d)

UF	Localização	set-19	MoM	Acumulado*
AL	Onshore	3.025	9,1%	676.005
	Offshore	0	-	8.313
AM	Onshore	18.306	-1,5%	5.198.763
BA	Onshore	10.595	-62,6%	7.012.176
	Offshore	516	5,3%	100.870
CE	Onshore	850	-1,2%	238.655
	Offshore	4.570	-1,8%	1.148.979
ES	Onshore	11.424	14,6%	2.530.253
	Offshore	295.072	2,7%	75.231.920
MA	Onshore	96	1,8%	11.348
RJ	Offshore	2.212.786	-3,1%	547.776.748
RN	Onshore	32.322	-1,0%	9.253.396
	Offshore	2.877	-39,1%	1.313.389
SP	Offshore	300.878	0,0%	81.594.600
SE	Onshore	29.295	163,0%	3.575.478
	Offshore	4.662	78,7%	960.209
Total		2.927.275	-2,1%	736.631.101

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Entre as oportunidades de desinvestimento de campos operados pela Petrobras, a estatal já concluiu em 2019 a venda dos polos Pargo, Pampo, Enchova, Riacho da Forquilha e Macau, além do campo de Baúna.

Em etapas menos avançadas, a empresa começou o processo de venda de 100% da sua participação em 15 blocos exploratórios em terra[3], localizados na bacia de Sergipe-Alagoas. Das concessões, oito são exclusivas da Petrobras e as outras sete estão em consórcio com a Nova Petróleo.

[3] São eles: SEAL-T-61_R11, SEAL-T-112_R12, SEAL-T-165_R12, SEAL-T-177_R12, SEAL-T-359_R12, SEAL-T-372_R12, SEAL-T-383_R12 e SEAL-T-384_R12, SEAL-T-279_R12, SEAL-T-280_R12, SEAL-T-291_R12, SEAL-T-292_R12, SEAL-T-345, SEAL-T-346_R12 e SEAL-T-360_R12.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

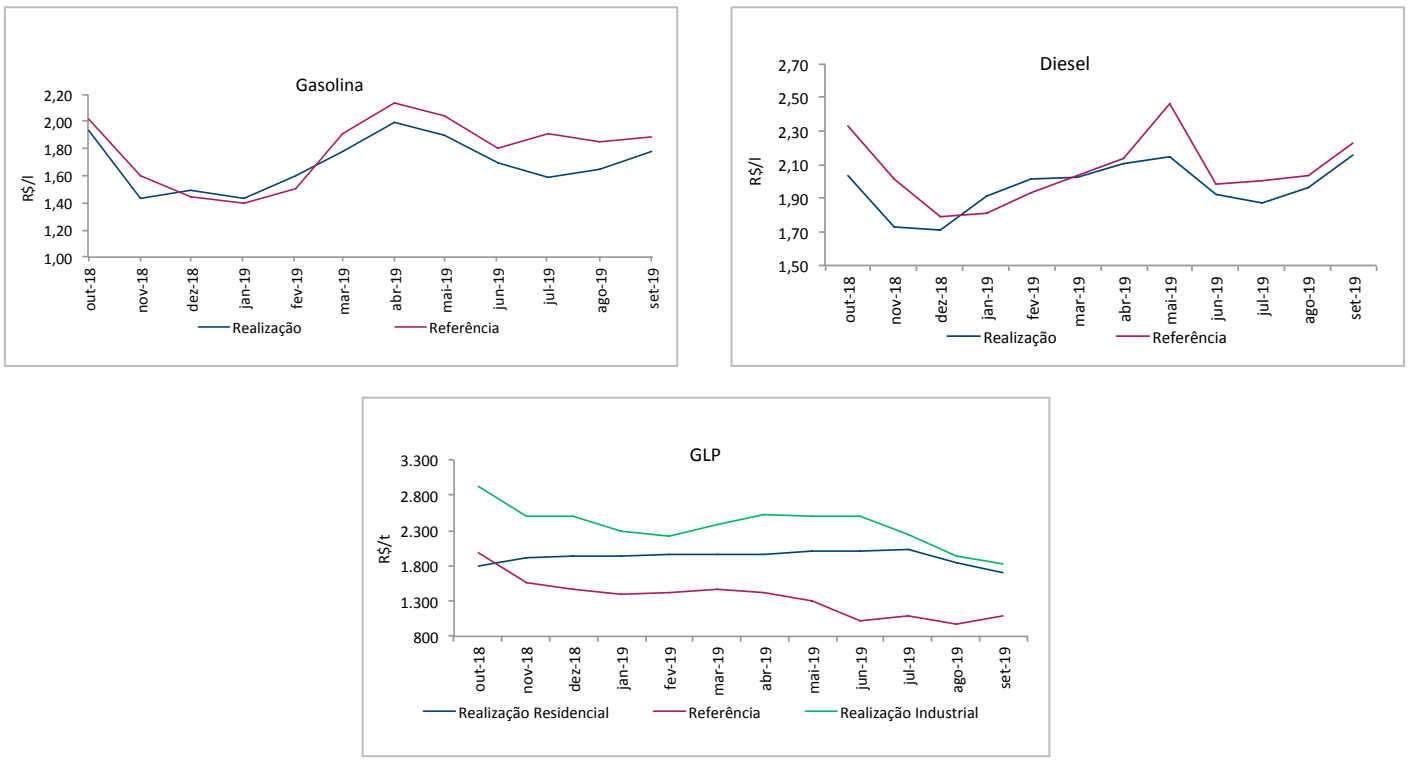
A Tabela 1.4 apresenta dados consolidados para os derivados de Petróleo. Em setembro de 2019, a performance comercial foi em sua maioria negativa, com exceção para o óleo combustível, que registrou aumento em todos os índices. O cenário de aumento nos preços internacionais foi favorável à contenção na balança comercial de derivados. O Gráfico 1.3 confronta os preços de realização interna com os de referência internalizados.

Tabela 1.4: Contas Agregadas de derivados (Bbl/d)

Combustível	Agregado	set-19	MoM	Acumulado*
Gasolina A	Produção	404.110	-9,1%	113.287.833
	Consumo	472.775	-7,0%	129.628.335
	Importação	67.943	4,5%	21.874.676
	Exportação	52.548	-2,3%	13.865.428
Diesel S10	Produção	706.817	-3,4%	193.588.241
	Consumo	1.025.471	7,5%	559.967.055
	Importação	260.519	25,7%	54.491.689
	Exportação	405	-30,3%	154.945
GLP	Produção	132.333	-4,4%	34.733.016
	Consumo	229.790	-4,3%	62.090.631
	Importação	21.217	-58,8%	636.512
	Exportação	10	33,8%	2.399
QAV	Produção	93.411	-8,0%	28.985.464
	Consumo	117.676	0,8%	32.909.574
	Importação	33.062	-	5.198.211
	Exportação	34.917	22,0%	9.901.484
Óleo Combustível	Produção	210.883	5,9%	51.155.752
	Consumo	31.738	1,5%	9.285.554
	Importação	2	-	353.476
	Exportação	108.952	12,1%	32.735.944

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Gráfico 1.3: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R$/l)



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

Sobre o mercado de *downstream*, a Petrobras iniciou a fase não-vinculante da venda de três unidades de refino com seus ativos logísticos correspondentes[4]. As unidades se juntam a outras cinco. As potenciais compradoras habilitadas tiveram até 22 de novembro para manifestar seu interesse, na forma prevista pelos teasers. De acordo com o Estado de São Paulo[5], estão entre as interessadas: CVR Energy, Mubadala, Petro China, Raízen, Sinopec, Trafigura, Valero, Vitol e Ultra. O presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco, afirmou que existem pelo menos 20 empresas na disputa.

Ainda no mercado de refino, a Petrobras afirmou que pretende reduzir ainda mais sua fatia na BR Distribuidora, hoje de 37,5%. Em seu primeiro trimestre como uma empresa privada, a BR registrou lucro líquido de R$ 1,34 bilhão, devido a ajustes de portfólio e antecipação de recebíveis.

Além da BR, a Petrobras iniciou a venda de ativos do mercado de *downstream* no Uruguai[6] e concluiu a venda integral da sua subsidiária Liquigás por R$ 3,7 bilhões, para um consórcio formado entre Copagaz, Itaúsa e Nacional Gás.

4 São elas: Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) no Amazonas, Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR) no Ceará, e Unidade de Industrialização do Xisto (SIX) no Paraná.

5 Disponível em: https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,ultra-e-raizen-devem-entrar-na-briga-por-compra-de-refinarias-da-petrobras,70003068991

6 No Uruguai, a Petrobras atua, por meio da PUDSA, no mercado de distribuição de combustíveis e lubrificantes, com um portfólio de ativos que inclui uma rede de 90 estações de serviços, 16 lojas de conveniência, um terminal logístico de lubrificantes, além de uma planta de QAV, sendo a segunda maior distribuidora de combustíveis do país. Também atua na distribuição de fertilizantes líquidos, por meio de dois terminais logísticos de armazenamento, sendo a maior comercializadora do país. Em termos de logística, ainda conta com vários pontos de entrega localizados nos principais portos públicos do país.