

Petróleo

*Por Julio Cesar Pinguelli**

A) PRODUÇÃO, CONSUMO INTERNO E SALDO COMERCIAL

Tabela 1.1: Contas Agregadas do Petróleo

Agregado	nov-19 Bbl/d	nov-19/out-19 %	Acumulado* Bbl/d
Produção	3.090.468	4,3%	921.225.884
Consumo Interno	1.755.785	8,7%	574.784.655
Importação	209.311	118,2%	61.768.213
Exportação	880.038	-26,4%	390.569.964

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

O mês de novembro/19 apresentou produção diária de 3,09 MMbbl/d, com grau API médio de 27,6%, volume 4,3% superior aos 2,96 MMbbl/d produzidos em outubro/19 (Tabela 1.1). Esse volume é 20,4% maior se comparado ao mesmo período de 2018. Segundo dados da ANP, a maior parte da produção nacional de novembro/19 adveio de campos *offshore* (96,6% de petróleo e 80,8% de gás natural).

O campo de Lula apareceu como maior produtor nacional de petróleo com uma produção de 1,06 MMbpd e como detentor da plataforma mais produtiva do Brasil, a P-69, cuja produção atingiu 150,6 Mbpd no mês de novembro/19. No total, a produção brasileira está concentrada em 7.220 poços, com 646 poços marítimos (*offshore*) e 6.574 terrestres (*onshore*).

No Pré-Sal, a produção foi oriunda de 114 poços e chegou a 2,06 MMbbl/d de óleo e 83,7 MMm³/d de gás natural, totalizando 2,58 MMboe/d em novembro/19. O montante representa 65,5% da produção total do país.

Em relação às empresas operadoras, a participação da Petrobras figura como majoritária, respondendo por 93,5% da produção em novembro/19 (Figura 1.1).

Em novembro/19, a estatal comunicou ao mercado que seu Conselho de Administração (CA) aprovou seu Plano Estratégico 2020-2024, que prevê investimentos de US$ 75,7 bilhões, dos quais 85% serão alocados no segmento E&P, especialmente no Pré-Sal. Ao longo desse período, está prevista a instalação de 13 novos sistemas de produção, todos alocados em projetos em águas profundas e ultra profundas. Com isso, a empresa pretende chegar a 2024 produzindo 3,20 MMboe/d.

Para isso, a revitalização da produção dos campos marginais da Bacia de Campos será fundamental. A estatal prevê em seu Plano Estratégico 2020-2024 investimentos da ordem de US$ 20 bilhões para recuperação da produção dessa bacia, com especial destaque para os campos de Barracuda e Caratinga, que tiveram novas previsões de investimentos e seus contratos de concessão estendidos pela ANP por mais 27 anos, a partir de 2025. Juntos, esses campos receberão US$ 8 bilhões (40% do investimento total).

A participação da Equinor Brasil na produção de petróleo do país aumentou em 7% em relação a outubro/19, com o acréscimo de 4,29 Mboe/d produzidos no campo de Peregrino. A norueguesa declarou ao mercado que planeja perfurar em suas operações globais até 40 poços em 2020, sendo o Brasil seu maior foco fora da Noruega.

Ainda, a empresa enviou à ANP declaração de comercialidade dos campos de Carcará e Norte de Carcará, juntamente com o Relatório Final do Plano de Avaliação de Áreas. Estas áreas estão localizadas dentro das licenças do BM-S-8 (Regime de Concessão) e Norte de Carcará (Regime de Partilha).

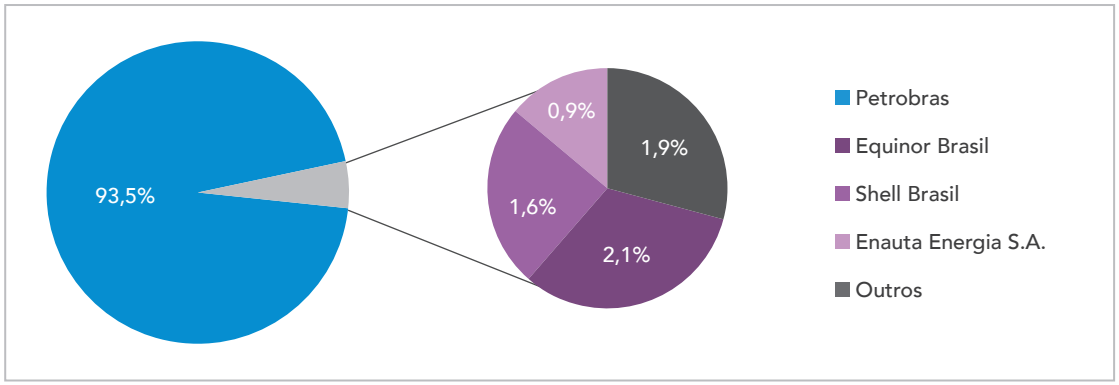
Os consórcios são operados pela Equinor (40%), com o restante da participação divididos entre ExxonMobil (40%) e Petrogal Brasil (20%), que conta ainda com a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) como gestora do Contrato de Partilha.

A PetroRio aumentou em 16,4% sua produção em relação a outubro/19, com principal destaque operacional para o campo de Frade. A produção do campo foi 18% maior que a estimada para o 3° trimestre de 2019, em função dos investimentos da petroleira para retomada do ritmo de produção do campo.

Já a Perenco Brasil registrou redução de 82% da sua produção motivada pela paralisação por falta de segurança operacional do Polo Pargo. Após o atendimento das condicionantes operacionais atestada pela ANP, a empresa retomou suas atividades de produção.

A Total E&P do Brasil também registrou redução da produção em novembro/19, com uma queda da ordem de 30,5% no campo de Lapa. Além disso, a empresa anunciou que, juntamente à Petrobras, pretende se desfazer de 30% a 65% da sua participação na concessão BM-P-2 na Bacia de Pelotas, na costa gaúcha. A justificativa oferecida pelas empresas é que os estudos apontaram para a existência de hidratos de gás, que não tem produção paralela no Brasil, necessitando de tecnologia de produção dominada apenas pelos japoneses.

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

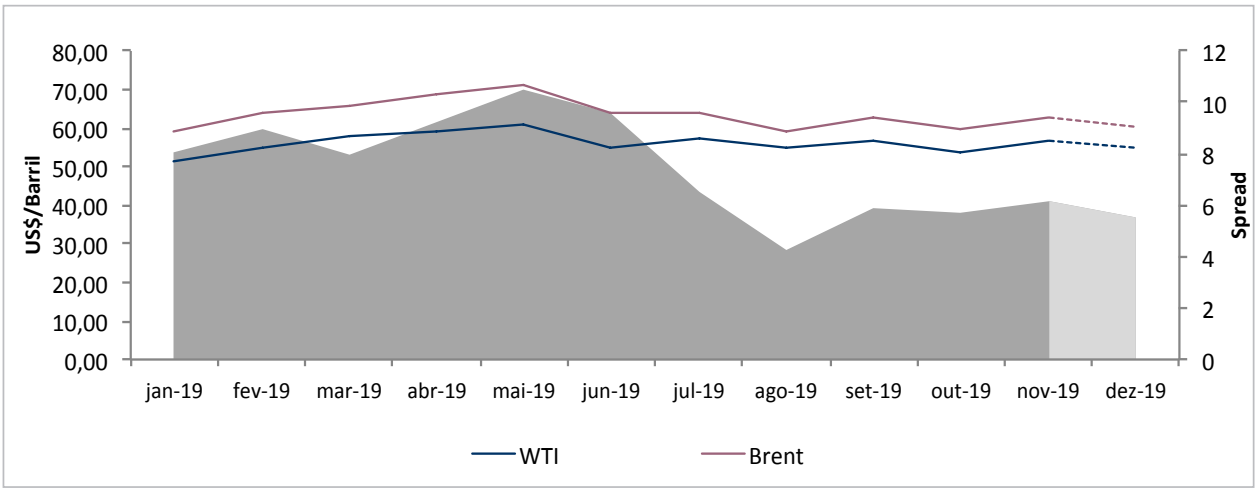


Fonte: ANP, 2019.

No geral, o mercado vive um cenário de relativa incerteza devido às relações econômicas entre EUA e China. O governo americano sinalizou que um acordo comercial com a China estaria próximo, mas aventa a possibilidade de manter tarifas adicionais sobre determinados produtos chineses, o que naturalmente abre espaço para oscilações maiores no mercado nesse período, e as especulações de que a OPEP cortaria 1,2 MMbbl/d da sua produção contribuíram para uma relativa alta no cenário internacional de preços de petróleo no mês de novembro/19.

Segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Gráfico 1.2), a média de preços do petróleo do tipo Brent obteve alta de 5,6% em novembro/19 em relação a outubro/19, se estabilizando no patamar de US$ 63,05/bbl. O petróleo do tipo WTI também oscilou em alta, chegando a US$ 56,88/bbl.

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 novembro de 2019, a maioria dos estados brasileiros teve queda na sua produção de petróleo, à exceção da produção *onshore* da Bacia Sergipe-Alagoas, que obteve alta de 16,2% em relação a outubro/19, e das Bacias *offshore* do Rio de Janeiro (alta de 7,4%). O Rio de Janeiro registrou incremento na produção e, São Paulo, no agregado, obteve queda da ordem de 10%. A Tabela 1.3 consolida os dados de produção por estado.

Tabela 1.2: Produção por Estado

UF	Localização	nov-19 Bbl/d	nov-19/out-19 %	Acumulado* Bbl/d
AL	Onshore	3.505	16,2%	874.637
	Offshore	0	-	8.313
AM	Onshore	17.594	-1,2%	6.278.381
BA	Onshore	27.566	-2,2%	9.273.601
	Offshore	474	-4,2%	130.416
CE	Onshore	841	-0,9%	290.185
	Offshore	4.266	-2,1%	1.412.041
ES	Onshore	10.445	-2,9%	3.176.906
	Offshore	306.410	5,2%	93.455.352
MA	Onshore	90	-9,3%	17.097
RJ	Offshore	2.415.644	7,4%	689.970.087
RN	Onshore	32.430	0,0%	11.232.020
	Offshore	4.534	7,7%	1.579.864
SP	Offshore	251.983	-17,6%	98.639.802
SE	Onshore	11.261	-1,7%	3.732.200
	Offshore	3.426	-9,1%	1.179.866
Total		3.090.468	4,3%	921.250.768

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

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 1.4 apresenta dados consolidados para os derivados de petróleo. Em novembro de 2019, o preço das *commodities* energéticas registraram crescimento de 5,57%. No ano, a variação ficou negativa em 0,47%. No agregado de 12 meses houve queda de 8,15%. Essa alta, no entanto, não refletiu em impacto negativo na importação de gasolina, dado o período de maior consumo no país. Entretanto, as importações de Diesel S-10 (ultra especificado) e óleo-combustível acumularam aumento das exportações devido à alta do câmbio e a baixa capacidade de absorção do mercado interno e novas especificações da IMO 2020, que atribuíram maior valor comercial ao óleo combustível brasileiro.

Tabela 1.3: Contas Agregadas de derivados

Combustível	Agregado	nov-19 Bbl/d	nov-19/out-19 %	Acumulado* Bbl/d
Gasolina A	Produção	392.004	-0,5%	137.261.961
	Consumo	492.799	0,1%	159.666.723
	Importação	125.757	51,0%	28.229.685
	Exportação	51.943	-30,9%	17.861.964
Diesel S10	Produção	695.534	4,3%	235.120.061
	Consumo	896.993	-8,3%	617.193.940
	Importação	400.449	27,2%	76.264.359
	Exportação	1.478	243,6%	213.601
GLP	Produção	121.308	6,8%	41.892.617
	Consumo	224.262	-4,2%	76.076.131
	Importação	36.514	-61,9%	1.095.407
	Exportação	9	-12,6%	3.008
QAV	Produção	93.595	16,9%	34.276.244
	Consumo	119.782	2,0%	40.145.001
	Importação	10.960	-50,0%	6.207.134
	Exportação	26.531	-19,6%	11.720.974
Óleo Combustível	Produção	253.453	9,1%	65.959.707
	Consumo	31.805	-4,9%	11.276.826
	Importação	0	-	353.476
	Exportação	193.440	23,9%	43.380.629

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

A Petrobras, no segmento de *downstream*, deu início ao processo de venda de diversos ativos de refino. São eles: Refinaria Gabriel Passos/MG (Regap), Abreu e Lima/PE (RNEST), Landulpho Alves/BA (RLAM), Presidente Getúlio Vargas/PR (Repar), Alberto Pasqualini/RS (Refap), Isaac Sabbá/AM (Reman), Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste/CE (Lubnor), além da Unidade de Industrialização do Xisto (SIX) no Paraná. Além disso, comunicou ao mercado em novembro o início da fase vinculante referente à primeira etapa da venda de ativos em refino no País, que inclui as refinarias RNEST, RLAM, Repar e Refap e seus ativos logísticos associados.