

Petróleo

*Por Pedro Neves**

A) PRODUÇÃO, CONSUMO INTERNO E SALDO COMERCIAL

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

Agregado	jul-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Produção	2.774.702,1	8,5%	556.140.524,3	1,14%
Consumo Interno	1.771.390,5	3,3%	360.506.244,6	1,9%
Importação	290.538,7	18,9%	43.571.351,9	26,7%
Exportação	871.767,8	-1,0%	255.059.942,8	11,8%

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

O mês de julho/19 apresentou produção diária de 2,77 MMbbl/d, volume 8,5% inferior aos 2,73 MMbbl/d produzidos em junho/19 (Tabela 1.1). Os maiores incrementos mensais na produção por sistema produtivo ficaram com o FPSO Cidade de Mangaratiba (aumento de 89,9 Mbbl/d) e com o FPSO Cidade de Paraty (aumento de 47,4 Mbbl/d) no campo de Lula, e da P-74, instalada no campo de Búzios, que teve incremento de 63,1 Mbbl/d, associado ao *ramp-up* da unidade. Por outro lado, variações negativas ocorreram no FPSO Cidade de Saquarema (queda de 30,2 Mbbl/d), instalada no campo de Lula, na P-58 (queda de 26,3 Mbbl/d) instalada no campo de Jubarte e no FPSO Cidade de São Paulo (redução de 17,4 Mbbl/d), no campo de Sapinhoá.

A unidade P-68, última plataforma a entrar em operação em 2019, já está a caminho dos campos de Berbigão e Sururu, na bacia de Santos. A previsão é que o primeiro óleo ocorra no 4º trimestre. A unidade, de capacidade de processamento de 150 Mbbl/d, é a quarta dos seis replicantes contratados pela Petrobras para construção em território nacional. O casco foi construído no Estaleiro Rio Grande, no Rio Grande do Sul, e os módulos e comissio-

namento ficaram sob responsabilidade do Estaleiro Jurong Aracruz, no Espírito Santo.

Segundo dados da ANP, em julho/19, 96,4% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 80,3% do gás natural foram produzidos em campos marítimos (*offshore*). O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.121 poços, sendo 648 marítimos e 6.473 terrestres (*onshore*). Com relação ao pré-sal, em julho de 2019, sua produção foi oriunda de 99 poços e chegou a 1,73 MMbbl/d de óleo e 71,9 MMm³/d de gás natural, totalizando 2,18 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente por dia). O montante representa 61,4% da produção total do país.

A estatal planeja, além da já anunciada mega-campanha de aquisição de dados sísmicos 4D, iniciar novas campanhas exploratórias nas bacias de Campos e Santos já no ano que vem. Entre os serviços previstos, estão a perfuração de poços em: Uirapuru, Três Marias, Entorno de Sapinhoá, Alto de Cabo Frio Central e Dois irmãos. A previsão é de utilização de duas sondas para completar as campanhas em até 808 dias. Todas as áreas foram adquiridas na 3ª e 4ª rodadas de partilha.

Já no desenvolvimento da produção, a estatal demandará algo em torno de 3.500 km de risers até 2023, sendo que mais de 2.000 ainda não foram contratados. Essa projeção não inclui os dutos referentes aos ativos do excedente da cessão onerosa, que demandarão outros milhares de quilômetros a contratar. A demanda geral é por dutos de maiores diâmetros e alta resistência a corrosão.

Quanto às rodadas de licitação de áreas, o primeiro ciclo de Oferta Permanente ocorreu no dia 10 de setembro no Rio de Janeiro. Entre os blocos exploratórios oferecidos, 33 foram arrematados nas bacias terrestres do Parnaíba, Potiguar e Recôncavo e em águas profundas da bacia de Sergipe-Alagoas. Já nas áreas com acumulações marginais, 12 foram arrematadas, todas em bacias terrestres de Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Espírito Santo. Ao todo, foram arrecadados R$ 22,3 milhões em bônus de assinatura e R$ 320,2 milhões de investimento mínimo na fase de exploração.

O leilão do excedente da cessão onerosa teve mais uma etapa concluída. O Senado Federal aprovou em 2º turno, a PEC 98, que trata do ressarcimento à Petrobras pela revisão do contrato da cessão onerosa bem como do rateio do bônus de assinatura. Segundo o texto aprovado, o uso do bônus seguirá o seguinte rateio: US$ 9,058 milhões para a Petrobras (pela revisão do contrato) e repartição do restante garantindo 3% ao Rio de Janeiro (estado produtor dos ativos), 15% a estados e 15% aos municípios, seguindo estes dois últimos as regras dos fundos de participação já existentes. O texto segue para a Câmara para votação.

Ainda sobre o leilão do excedente, a ANP divulgou medidas para aumentar a competitividade do certame. Entre elas, está o provisionamento de parcelamento do bônus de assinatura pago pela empresa/consórcio vencedor contanto que o mesmo oferte com ágio superior a 5%. Outra medida foi a determinação de que a agência fornecerá às empresas habilitadas três envelopes distintos para apresentação das ofertas (um para oferta única, um sob consórcio e o último em caso de não participação). Segundo a ANP, o descumprimento das regras implicará multa de R$ 500 mil por área e por empresa.

Por fim, a Petrobras informou a aprovação de Acordos de Individualização da Produção (AIP) em jazidas compartilhadas de áreas que envolvem o leilão

do excedente da cessão onerosa. Os acordos definiram as jazidas de Atapu e Sépia, que possuíam parte das suas áreas sob concessão, cessão onerosa ou eram áreas não contratadas[1]. Ambos os AIPs já estão ativos.

As outras duas rodadas que serão realizadas em 2019, a 6ª rodada de partilha (prevista para 06 de novembro) e a 16ª rodada de concessão (prevista para 10 de outubro) tiveram edital e modelos de contrato publicados pela ANP. As principais alterações em relação ao pré-edital foram a inclusão de modelo de Termo Aditivo para Acordos de Individualização da Produção dos blocos da 6ª rodada de partilha, alterações nas obrigações de conteúdo local e nos percentuais mínimos de excedente em óleo da União.

A ANP aprovou no mês de setembro a indicação de mais de 120 blocos exploratórios no mar (em águas profundas e ultraprofundas) para a 17ª rodada de licitações, prevista para 2020. A indicação de áreas dá destaque as maiores bacias produtoras do país, Campos e Santos, com seis dos 11 setores prospectados, mas também inclui outras bacias que há muito não vinham sendo ofertadas, caso da bacia do Pará-Maranhão, cuja última oferta havia sido na 11ª rodada de concessão, ocorrida em 2013.

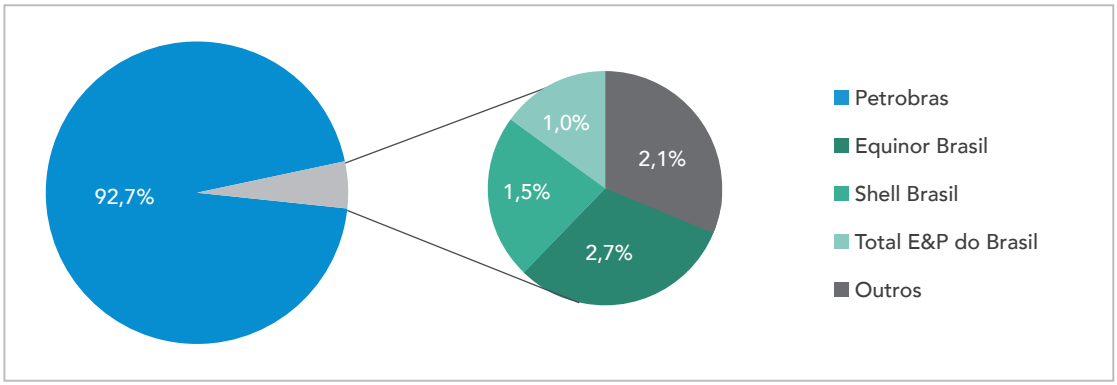
No tocante às empresas operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 92,7% da produção, em julho/19 (Figura 1.1). A participação da Equinor Brasil aumentou para 2,7% em relação aos 2,6% de junho/19, em virtude do acréscimo de 7 Mbbl/d produzidos no campo de Peregrino. A norueguesa planeja ampliar a sua produção no país, atualmente de 75 Mbbl/d (do campo de Peregrino), para algo em torno de 350 Mbbl/d, contando com a fase II de Peregrino, que incrementará a produção do campo em 60 Mbbl/d a partir do ano que vem, e com o início da produção do FPSO do campo de Carcará, maior unidade contratada para produção no país, que deverá produzir até 220 Mbbl/d no pico de produção, a partir de 2024.

A Shell manteve em 1,5% o seu patamar de campos operados em julho/19. A produção dos campos de Bijupirá e Salema aumentou 3,2 Mbbl/d no mês. A empresa reportou ter encontrado indícios de hidrocarbonetos na área de Sul de Gato do Mato em lâmina d'água de 2.067 m, pelo poço 3-SHEL-30-RJS, pouco depois de um mês do início de sua perfuração.

Por fim, a Total manteve sua parcela em julho/19 em 1%. Houve aumento de 2,3 Mbbl/d na produção dos dois poços produtores do campo de Lapa. A francesa segue com o desenvolvimento do campo de Lapa e fechou contrato com a Subsea 7 para o fornecimento e instalação de 35 km de dutos flexíveis e 20 km de umbilicais, que conectarão cinco poços do campo ao FPSO Cidade de Caraguatatuba.

[1] Mais informações em: https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/15649/9512_710691.pdf.

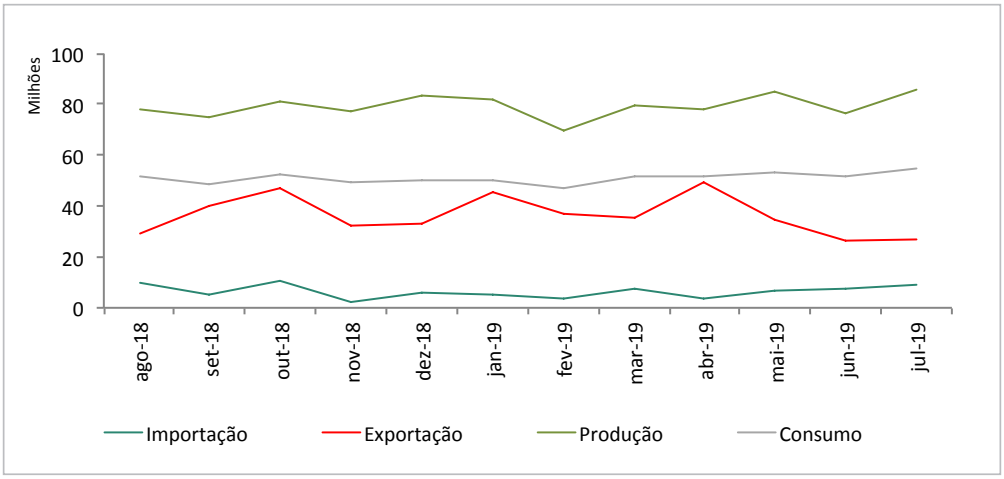
Figura 1.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador (julho/19)



Fonte: ANP, 2019.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, em julho de 2019, pode-se observar que a diferença entre produção e consumo aumentou, principalmente em função da recuperação da produção. Diante de um cenário ameno na cotação internacional do petróleo registrada no mês de julho, as exportações de óleo bruto brasileiras tiveram leve queda e as importações aumentaram, contribuindo para uma redução da conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações.

Gráfico 1.1: Contas Agregadas do Setor Petróleo, últimos 12 meses (MMBbl)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

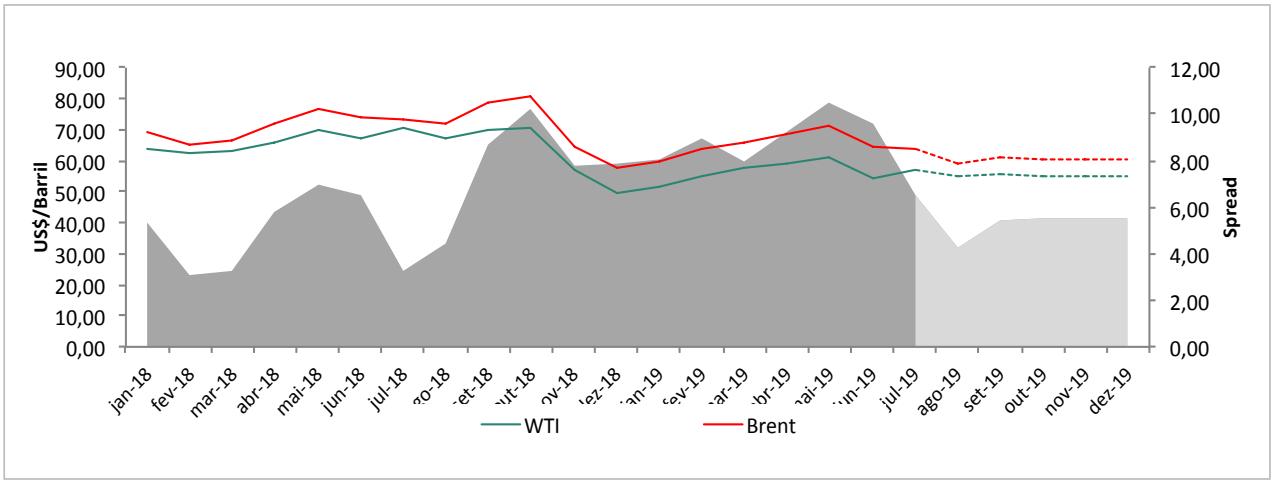
Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Gráfico 1.2), a média de preços do óleo tipo Brent registrou forte queda no mês de julho, atingindo o valor de US$ 63,92/bbl. O WTI, por sua vez, registrou queda e chegou ao valor de US$ 57,16/bbl em julho.

Em setembro de 2019, um ataque a um centro de processamento de petróleo na Arábia Saudita comprometeu mais de metade da produção do país, cerca de 5% da produção global. Apesar da gravidade e seriedade do ataque, os impactos geopolíticos são maiores que os relativos ao abastecimento de petróleo mundial. Isso porque os Estados Unidos

garantiram a utilização de seus estoques para suprir a demanda global enquanto a Arábia Saudita se recupera. O reinado, inclusive, já informou à público, que não terá problemas drásticos com o ocorrido, também se valendo de reservas existentes. Por esses motivos, os preços de referência internacional sofreram alterações consideráveis, porém pontuais, e a cotação já retorna ao padrão pré-ataque.

A Petrobras, por sua vez, optou inicialmente por não promover alterações nos preços internos de comercialização de combustíveis, alegando "acompanhar a variação do mercado nos próximos dias e não fazer um reajuste de forma imediata." Dois dias depois, a estatal anunciou aumentos de 3,5% para a gasolina e 4,2% para o óleo diesel, valores médios. A empresa, que segue política de paridade internacional de preços desde 2016, sinaliza ao mercado que atua com independência ao promover os reajustes, e isso reverbera positivamente para os desinvestimentos que pretende promover.

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 julho de 2019, a maioria dos estados brasileiros teve aumento na sua produção de petróleo, com destaque para o Rio de Janeiro, com alta de 14,2% em relação a junho. Em contrapartida, o segundo e terceiro maiores estados produtores (Espírito Santo e São Paulo) tiveram queda na sua produção. Ainda assim, a produção nacional aumentou 8,5% no mês. A Tabela 1.2 consolida os dados de produção por estado.

Ainda que não trate de produção de óleo, o estado do Amazonas começará a contar com produção de gás. A Eneva, que já tinha licença para perfuração de poços e construção de uma termelétrica próximos ao campo de Azulão, recebeu do Instituto de Proteção Ambiental do Amazonas (IPAAM) a licença para construção da UPGN do projeto. O modelo de negócio da empresa é semelhante ao já implementado na bacia do Parnaíba, e tem previsão de começo do fornecimento de energia para 2021.

Tabela 1.2: Produção por Estado (Bbl/d)

UF	Localização	jul-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
AL	Onshore	2.353	2,4%	499.256	-7,0%
	Offshore	0	-	8.313	-65,5%
AM	Onshore	18.751	1,1%	4.073.473	-7,3%
BA	Onshore	27.282	2,1%	5.817.059	-6,1%
	Offshore	268	17,5%	70.188	-37,8%
CE	Onshore	860	-0,6%	186.456	-17,2%
	Offshore	4.504	5,2%	867.542	-4,1%
ES	Onshore	8.736	2,5%	1.878.574	-14,1%
	Offshore	250.591	-10,7%	57.472.859	-17,6%
MA	Onshore	86	48,3%	5.566	-3,3%
RJ	Offshore	2.123.783	14,2%	410.581.161	6,8%
RN	Onshore	32.738	-1,2%	7.271.815	-3,9%
	Offshore	5.216	0,0%	1.080.731	-6,6%
SP	Offshore	284.958	-5,7%	63.236.816	-7,5%
SE	Onshore	10.124	-1,9%	2.351.263	-22,2%
	Offshore	4.453	12,3%	739.453	-30,9%
Total		2.774.702	8,5%	556.140.524	1,1%

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

Entre as oportunidades de desinvestimento de campos operados pela Petrobras, a estatal iniciou o processo de venda de 100% da sua participação em 11 campos de águas rasas da Bacia de Campos[2]. Juntos, os ativos produziram 19,6 Mboe/d nos últimos 12 meses. Outra oportunidade também de cessão da totalidade de sua participação foi dos 27 campos terrestres do Polo Cricaré[3], localizados na bacia do Espírito Santo. Há ainda o Polo Tucano Sul[4], que compreende quatro campos na bacia do Recôncavo. Uma última oportunidade anunciada pela estatal foram as concessões terrestres Polo Cupiúba e Polo Carapanaúba, ambas localizadas na bacia do Amazonas.

Em estágio mais avançado, o campo de Baúna, vendido pela Petrobras em julho à Karoon, conta com 38,5 milhões de barris em reserva provada. A empresa australiana aguarda a aprovação da venda da concessão por parte dos órgãos de governança da Petrobras, o que deve ficar para 2020, além de buscar revisão do contrato de afretamento do FPSO Cidade de Itajaí, unidade responsável pela produção do ativo. A expectativa é de extensão do prazo atual do contrato com revisão da taxa diária de afretamento.

Outra aquisição recente, o campo de Maromba, comprado pela BW Offshore junto a Petrobras, também teve divulgados seus recursos contingentes provados, da ordem de 55 milhões de barris. A compra já foi finalizada junto a Petrobras e a empresa espera desenvolver o novo ativo em três fases, com primeiro óleo da primeira fase previsto para 2022.

2 São eles: Anequim, Bagre, Cherne, Congro, Corvina, Malhado, Namorado, Parati, Garoupa, Garoupinha e Viola.
3 São eles: Biguá, Cacimbas, Campo Grande, Córrego Cedro Norte, Córrego Cedro Norte Sul, Córrego Dourado, Córrego das Pedras, Fazenda Cedro, Fazenda Cedro Norte, Fazenda Queimadas, Fazenda São Jorge, Guriri, Inhambu, Jacutinga, Lagoa Bonita, Lagoa Suruaca, Mariricu, Mariricu Norte, Rio Itaúnas, Rio Preto, Rio Preto Oeste, Rio Preto Sul, Rio São Mateus, São Mateus, São Mateus Leste, Seriema e Tabuiaiá.
4 São eles: Conceição, Fazenda Matinha, Fazenda Santa Rosa e Quererá.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

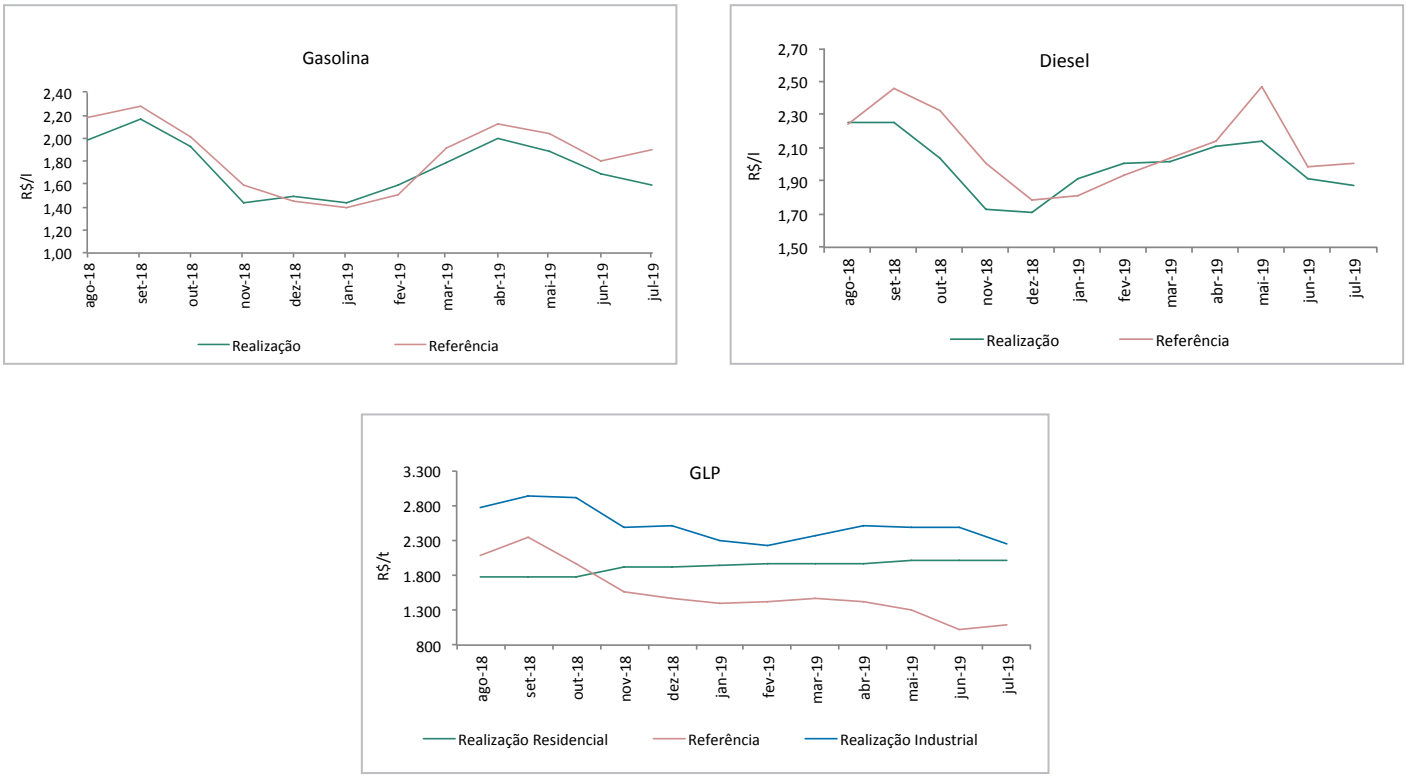
A Tabela 1.3 apresenta dados consolidados para os derivados de Petróleo. Em julho de 2019, diante de preços internacionais mais amenos, a importação de todos os derivados analisados registrou alta no período. Houve também aumento do consumo, vinculado a preços mais estáveis nos combustíveis. O Gráfico 1.3 confronta os preços de realização interna com os de referência internalizados.

Tabela 1.3: Contas Agregadas de derivados (Bbl/d)

Combustível	Agregado	jul-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Gasolina A	Produção	445.305	7,2%	87.376.835	-1,2%
	Consumo	477.867	5,6%	99.682.755	-4,5%
	Importação	115.725	136,0%	17.820.527	34,8%
	Exportação	79.509	132,3%	10.621.078	243,0%
Diesel S10	Produção	705.306	-3,3%	149.697.204	-0,4%
	Consumo	947.188	7,9%	499.628.469	180,5%
	Importação	221.067	20,2%	40.196.537	-8,1%
	Exportação	280	-62,8%	124.802	-97,9%
GLP	Produção	143.397	17,9%	26.470.031	-3,0%
	Consumo	247.842	9,8%	47.756.366	-0,9%
	Importação	56.318	11,1%	1.745.856	-20,4%
	Exportação	8	56,4%	1.863	-67,2%
QAV	Produção	108.099	6,0%	23.036.920	-6,9%
	Consumo	123.512	7,2%	25.758.887	-0,5%
	Importação	2.361	-	3.306.555	55,5%
	Exportação	36.276	34,6%	7.966.439	3083,4%
Óleo Combustível	Produção	157.761	-3,7%	38.656.178	-6,2%
	Consumo	37.536	20,8%	7.364.191	-3,6%
	Importação	11.398	-	353.408	-64,4%
	Exportação	133.021	11,9%	27.217.517	64,0%

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

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A ANP já conta, em setembro de 2019, com o acréscimo de 1% no volume de biodiesel adicionado ao óleo diesel comercializado no país.

Sobre o mercado de *downstream*, o processo de desinvestimentos da Petrobras segue firme na atual gestão da empresa. Ela anunciou, em setembro de 2019, o *teaser* de venda das outras quatro unidades que a empresa ofertará ao mercado: Unidade de Industrialização de Xisto (SIX), Refinaria Gabriel Passos, Isaac Sabbá e Refinaria Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Lubnor).