

Petróleo

*Por Pedro Neves**

A) PRODUÇÃO, CONSUMO INTERNO E SALDO COMERCIAL

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

Agregado	jun-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Produção	2.557.432,1	-6,4%	470.124.759,7	0,02%
Consumo Interno	1.714.621,2	-0,4%	305.593.140,6	2,4%
Importação	244.391,3	8,3%	34.564.652,7	13,8%
Exportação	880.551,6	-21,3%	228.035.140,7	33,0%

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

O mês de junho/19 apresentou produção diária de 2,56 MMbbl/d, volume 6,4% 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 Pioneiro de Libra (aumento de 23,2 Mbbl/d), instalado no campo de Mero; a P-76 (aumento de 18,7 Mbbl/d), no campo de Búzios; e a P-69 (aumento de 14,9 Mbbl/d) no campo de Lula. Por outro lado, variações negativas ocorreram no FPSO Cidade de Paraty (queda de 45,2 Mbbl/d) e no FPSO Cidade de Mangaratiba (queda de 95,2 Mbbl/d), no campo de Lula; e na P-52 (queda de 21,6 Mbbl/d), no campo de Roncador.

A plataforma que será responsável pelo Teste de Longa Duração de Farfan (descoberta em águas profundas da bacia de Sergipe-Alagoas) ganhou extensão de prazo de instalação pelo Ibama. A licença tem validade até 15 de janeiro de 2020. Além de sistemas de produção, a Petrobras planeja aumentar sua frota de sondas de perfuração para

os novos blocos adquiridos nas últimas rodadas. A expectativa é de que sejam contratadas até seis sondas até o fim de 2020 (BE Petróleo, 2019)[1].

Segundo dados da ANP, em junho/19, 96,1% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 80,8% do gás natural foram produzidos em campos marítimos (*offshore*). O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.103 poços, sendo 645 marítimos e 6.458 terrestres (*onshore*). Com relação ao pré-sal, em junho de 2019, sua produção foi oriunda de 99 poços e chegou a 1,55 MMbbl/d de óleo e 62,8 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,95 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente por dia). O novo recorde de produção na camada foi o maior responsável para a marca histórica da produção nacional, totalizando 59,8% do total do país.

A Petrobras anunciou, em agosto de 2019, os resultados para seu segundo trimestre, com lucro líquido de R$ 18,9 bilhões, recorde histórico da empresa. O principal responsável para o resultado positivo foi a conclusão da venda de 90% da participação da empresa na TAG, por R$ 33,5 bilhões. Os aumentos nos preços de referência internacional e na cotação do dólar também foram importantes para o resultado positivo. A dívida líquida da empresa reduziu 12% em relação ao trimestre anterior, para US$ 83,7 bilhões.

A estatal planeja ampliar o conhecimento sobre seus ativos no pré-sal da Bacia de Santos. Para tanto, a empresa iniciou o licenciamento ambiental para realizar uma megacampanha de aquisição de dados sísmicos 4D com nodes e implementar um sistema de monitoramento permanente. Entre as 11 áreas escolhidas para o estudo[2], serão levantados mais de 11 mil km² entre 2020 e 2025.

Quanto às rodadas de licitação de áreas, o primeiro ciclo de Oferta Permanente teve divulgados os setores que estarão em oferta pela ANP. Ao todo, foram selecionados 14 setores, sendo nove de blocos exploratórios e outros cinco de áreas com acumulações marginais. A maior procura ocorreu nas bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Potiguar. Dando sequência ao cronograma estipulado pela agência, as empresas inscritas têm até dia 26 para declarar interesse (acompanhado de garantia de oferta) para qualquer um dos 14 setores ofertados. A sessão pública de apresentação de ofertas está agendada para o dia 10 de setembro. Ainda sobre a oferta permanente, a ANP deve incluir pelo menos mais 150 blocos para as áreas em oferta, que hoje contam com cerca de 600 blocos.

O leilão do excedente da cessão onerosa teve seu edital e modelo de contrato aprovados pela Diretoria Colegiada da ANP, e deve ocorrer em 6 de novembro. O certame pode não contar com a Petrobras caso a PEC que autoriza o pagamento de US$ 9 bilhões à empresa pela União não seja concretizado. Segundo o presidente da empresa, Roberto Castello Branco, devido ao alto endividamento que a empresa apresenta, o custo de capital da mesma não se equipara ao de seus concorrentes.

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

1 https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/ate-seis-novas-sondas-em-um-ano/

2 São elas: Sapinhoá, Sépia, Lula, Itapu, Três Marias, Uirapuru, Sagitário, Iara, Mero, Búzios e Júpiter. Para maiores detalhes: https://epbr.com.br/petrobras-faz-megacampanha-para-sismica-em-11-areas-do-pre-sal/

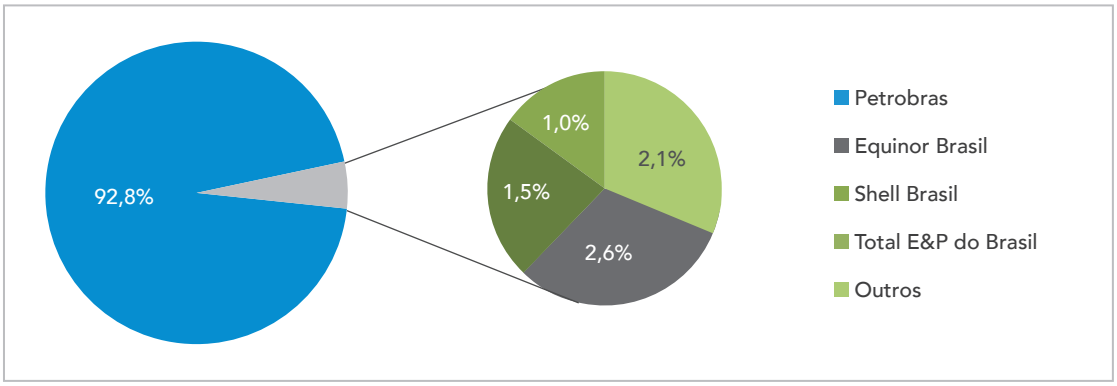
para 10 de outubro) tiveram seminários técnicos realizados no final de julho, reiterando a realização dos certames nas datas previstas. Espera-se uma arrecadação com a 6ª rodada de até R$ 7,8 bilhões e para a 16ª rodada, caso todos os blocos sejam arrematados, de pelo menos R$ 3,8 bilhões.

No tocante às empresas operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 92,8% da produção, em junho/19 (Figura 1.1). A participação da Equinor Brasil aumentou para 2,6% em relação aos 2,4% de maio/19, em virtude da queda na produção da Petrobras e o acréscimo de 1,8 Mbbl/d produzidos no campo de Peregrino. A Equinor começou a realizar os primeiros testes de formação na porção norte de Carcará, após a conclusão da perfuração de três poços no bloco. A companhia reportou que os dados coletados confirmam as expectativas elaboradas pela área técnica. O objetivo é de que os primeiros poços de desenvolvimento do projeto sejam perfurados em 2021 para que o primeiro óleo ocorra entre 2023 e 2024.

A Shell manteve em 1,5% o seu patamar de campos operados em junho/19. Ainda assim, a empresa diminuiu 3,3 Mbbl/d na sua produção total, em função dos campos de Bijupirá e Salema. A empresa planeja realizar uma campanha 4D em Argonauta (entre o final do ano e o início de 2020) e outras campanhas 3D no bloco C-M-791 e em Gato do Mato, que tem ainda a previsão de instalação de um FPSO de capacidade de 90 Mbbl/d de processamento de óleo (para 2023).

Por fim, a Total aumentou ligeiramente sua parcela em junho/19 quando comparada a maio/19, para 1%. Houve aumento de 1 Mbbl/d na produção dos dois poços produtores do campo de Lapa. Ainda em relação ao campo de Lapa, o Conselho de Administração de Defesa Econômica aprovou, sem restrições, a cessão da participação da Petrobras (de 10%) para a Total, configurando assim o consórcio: Total (45% e operação), Shell (30%) e Repsol Sinopec (25%). A Total iniciou a perfuração de dois poços na região entre junho e agosto de 2019, sendo um deles produtor e um injetor.

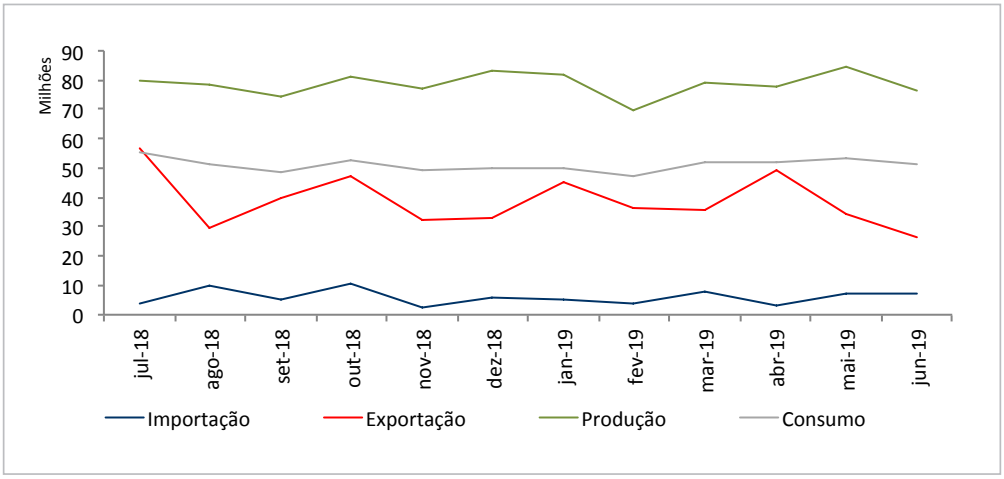
Figura 1.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador (Fevereiro/19)



Fonte: ANP, 2019.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, em junho de 2019, pode-se observar que a diferença entre produção e consumo diminuiu, principalmente em função da queda na produção. Apesar da forte queda na cotação internacional do petróleo registrada no mês de junho, as exportações de óleo bruto brasileiras tiveram recuo significativo, 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)

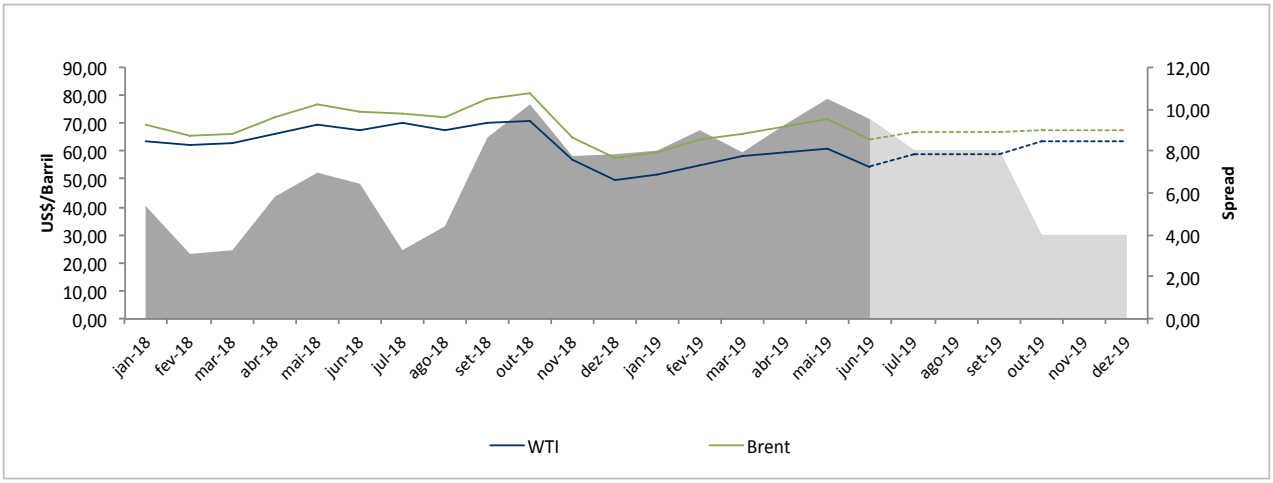


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

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 junho, atingindo o valor de US$ 64,22/bbl. O WTI, por sua vez, registrou queda e chegou ao valor de US$ 54,66/bbl em junho.

A queda na cotação internacional permanece em agosto de 2019. O aumento dos estoques americanos de petróleo traz os preços para patamares cada vez mais baixos e, apesar do acirramento dos conflitos comerciais entre China e EUA, o reflexo dos mesmos para os investidores é de que os conflitos dificultam ainda mais o desenvolvimento econômico global.

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 junho de 2019, o destaque na produção por estado foi a queda de 8,9% no Rio de Janeiro, em relação a maio. Como é o maior produtor do país, nem mesmo as produções ascendentes nos estados do Espírito Santo, Sergipe, Ceará e Alagoas foram capazes de compensar a queda no Rio de Janeiro e o país fechou com retração de 6,4% no comparativo mensal. A tabela 1.2 consolida os dados de produção por estado.

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[3]. Juntos, os ativos produziram 19,6 Mboe/d nos últimos 12 meses. Outra oportunidade foram os campos de Peroá e Cangoá e o bloco BM-ES-21, na bacia do Espírito Santo.

Em estágio mais avançado, a empresa negociou com a 3R Petroleum a venda do Polo Macau, que engloba sete campos na Bacia Potiguar, entre terrestres e marítimos[4]. A negociação dos ativos movimentou US$ 191,1 milhões, divididos em duas parcelas.

Por fim, os polos Enchova e Pampo (que incluem os campos de Marimbá, Enchova, Bonito, Enchova Oeste, Bicudo, Piraúna, Pampo, Badejo, Linguado e Trilha), localizados na porção do Rio de Janeiro da bacia de Campos, foram vendidos a Trident Energy, que apresentou a melhor oferta para a Petrobras (em torno de US$ 1 bilhão), detentora de 100% dos ativos dos polos. A produção do polo inteiro ficou em torno dos 38 Mbbl/d nos últimos meses.

Tabela 1.2: Produção por Estado (Bbl/d)

UF	Localização	jun-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
AL	Onshore	2.297	4,6%	426.314	-8,2%
	Offshore	0	-	8.313	-58,1%
AM	Onshore	18.553	-1,0%	3.492.193	-7,6%
BA	Onshore	26.718	-1,5%	4.971.310	-6,5%
	Offshore	228	-42,5%	61.894	-36,2%
CE	Onshore	866	0,2%	159.782	-16,4%
	Offshore	4.281	1,4%	727.914	-4,9%
ES	Onshore	8.526	1,7%	1.607.763	-14,8%
	Offshore	280.637	4,9%	49.704.552	-17,8%
MA	Onshore	58	3695,6%	2.915	-15,2%
RJ	Offshore	1.860.338	-8,9%	344.743.888	5,2%
RN	Onshore	33.131	-1,5%	6.256.926	-3,4%
	Offshore	5.216	1,2%	919.037	-9,4%
SP	Offshore	302.293	-1,5%	54.403.125	-6,9%
SE	Onshore	10.324	-3,4%	2.037.423	-22,3%
	Offshore	3.967	23,5%	601.412	-34,3%
Total		2.557.432	-6,4%	470.124.760	0,0%

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

3 São eles: Anequim, Bagre, Cherne, Congro, Corvina, Malhado, Namorado, Parati, Garoupa, Garoupinha e Viola.
4 São eles: Aratum, Macau, Serra, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão e Sanhaçu.

Um dos poucos destaques positivos em sua produção mensal, o estado do Espírito Santo deve permanecer em trajetória ascendente nos próximos anos. A instalação de um FPSO no Parque das Baleias, previsto para 2022, deve incrementar até 100 mil barris/dia ao estado.

Apesar da queda vertiginosa na produção do estado do Rio de Janeiro, a expectativa do mercado é de aumento consistente na produção e na arrecadação com *royalties*. Segundo estudo da ABESPetro, a estimativa é de que o estado receba entre R$ 14 e 16 bilhões ainda em 2019, aumento de 20% na comparação com o ano passado. Em virtude dos leilões já realizados e os prospectivos, é provável que esse número tenha altas consistentes nos próximos anos, afinal a maioria das descobertas do pré-sal estão localizadas em porções fluminenses das bacias de Campos e Santos.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 1.3 apresenta dados consolidados para os derivados de Petróleo. Em junho de 2019, o consumo dos principais derivados de petróleo (gasolina A, óleo combustível e diesel S10) recuou. Todos os derivados de petróleo tiveram retração na importação e exportação de seus índices. O Gráfico 1.3 confronta os preços de realização interna com os de referência internalizados.

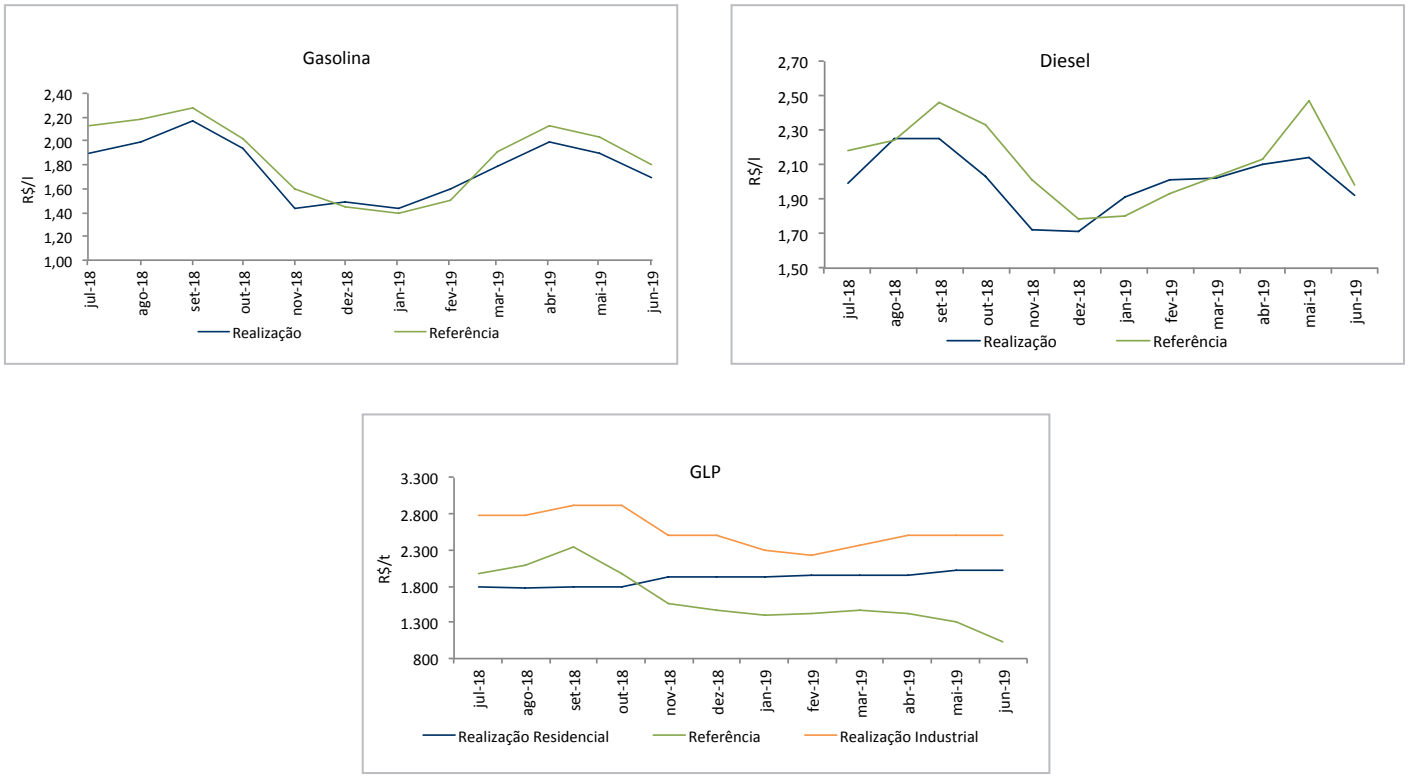
A ANP aprovou, em 6 de agosto, o acréscimo de até 5% de biodiesel, em volume, ao óleo diesel comercializado ao consumidor. O primeiro acréscimo ocorrerá em setembro de 2019, quando sairá dos atuais 10 para 11%.

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

Combustível	Agregado	jun-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Gasolina A	Produção	415.247	5,5%	73.572.372	-3,0%
	Consumo	452.349	-2,7%	84.868.886	-6,3%
	Importação	49.036	-53,4%	14.233.051	18,1%
	Exportação	34.226	-33,5%	8.156.288	246,4%
Diesel S10	Produção	729.094	1,5%	127.832.705	1,8%
	Consumo	878.034	0,2%	470.265.627	213,6%
	Importação	183.905	-17,4%	33.343.475	-15,0%
	Exportação	754	-10,5%	116.116	-98,0%
GLP	Produção	121.670	-3,1%	22.024.737	-5,2%
	Consumo	225.766	-1,9%	40.073.278	-2,3%
	Importação	50.687	-42,8%	1.520.617	-2,3%
	Exportação	5	-49,8%	1.605	-71,8%
QAV	Produção	101.948	-11,1%	19.685.866	-7,4%
	Consumo	115.269	3,3%	21.930.004	0,4%
	Importação	146	-	3.233.368	78,7%
	Exportação	26.944	-18,0%	6.841.888	3463,3%
Óleo Combustível	Produção	163.832	-12,8%	33.765.574	-2,9%
	Consumo	31.061	-2,7%	6.200.590	-7,1%
	Importação	0	-	68	-100,0%
	Exportação	118.895	-32,3%	23.093.868	81,2%

*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.

Sobre o mercado de *downstream*, o processo de desinvestimentos da Petrobras segue firme na atual gestão da empresa. Ela anunciou, em julho de 2019, a venda de ações em uma de suas principais subsidiárias, a BR distribuidora. A BR, por sua vez, já iniciou a implementação de mudanças na gestão da empresa, iniciativas para redução de custos e substituição do seu conselho de administração.

O presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco, afirmou que há mais de vinte empresas interessadas nas refinarias colocadas à venda pela estatal. Na etapa divulgada, as oportunidades se concentram nas refinarias Abreu e Lima (Rnest), Landulpho Alves (RLAM), Presidente Getúlio Vargas (Repar) e Alberto Pasqualini (Repar). Na mesma oportunidade, o presidente corroborou a inclusão de outras quatro unidades em setembro: Unidade de Industrialização de Xisto (SIX), Refinaria Gabriel Passos, Isaac Sabbá e Refinaria Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Lubnor).

A decisão de venda das refinarias, segundo o presidente, é estratégica: enquanto o pré-sal gera retornos superiores a 10%, as refinarias estão na casa dos 5%. Dessa forma, a melhor gestão do portfólio da companhia é se concentrar nos ativos de exploração e produção do pré-sal. Entretanto, a estatal ainda estima investimentos de US$ 1,4 bilhão para os próximos anos, a maioria deles associada a atualizações e readequações tecnológicas, dada a maturidade das unidades hoje existentes.