

Comissão de Infraestrutura Senado Federal

Projeto de Lei nº 3.178/2019 e o papel da Petrobrás no Pré-Sal

19 de novembro de 2019

Paulo César Ribeiro Lima

Consultor Legislativo Aposentado da Câmara dos Deputados

Ex-Consultor Legislativo do Senado Federal

Ex-Engenheiro da Petrobrás

Agradecimentos

- **Membros da Comissão**
- **Minha esposa, Luiza, que muito me ajuda na elaboração de textos e apresentações**
- **Colegas e amigos da Câmara e do Senado Federal**
- **Felipe Coutinho e amigos da Aepet (Fernando Siqueira, Ricardo Maranhão, Diomedes Cesário e muitos outros)**
- **Amigos FUP, FNP e da Advocacia Garcez**

- ✓ O regime de concessão foi introduzido pela Lei nº 9.478/1997. Já foram realizadas 16 rodadas.
- ✓ Em dezembro de 2018, a produção de petróleo e gás natural no Brasil ocorreu, basicamente, sob esse regime.
- ✓ Nesse mês, de acordo com o Boletim da ANP, a produção da Petrobrás foi de 2,557 milhões de barris de óleo equivalente por dia.
- ✓ A produção da estatal representou 75% da produção nacional.
- ✓ A produção do Pré-Sal, licitado a partir do ano 2000, correspondeu a 55,4% do total produzido no Brasil.
- ✓ O regime de concessão foi incapaz de diversificar a produção no Brasil.

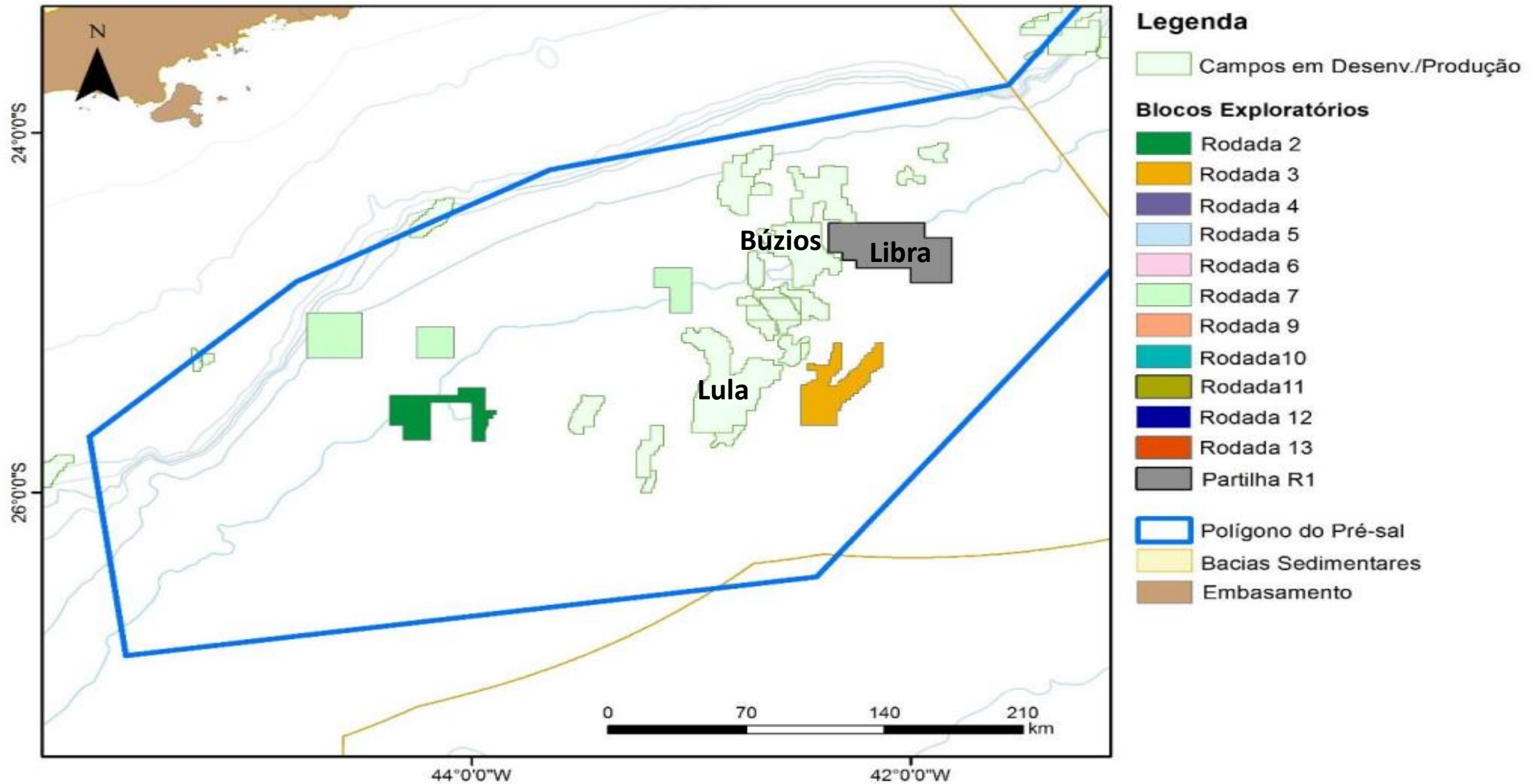
Tabela 8. Distribuição da produção de petróleo e gás natural por concessionário

Nº	Concessionário	Petróleo (bbl/d)	Gás Natural (Mm³/d)	Produção Total (boe/d)
1	Petrobras	2.006.011	87.595	2.556.969
2	Shell Brasil	329.353	13.527	414.438
3	Petrogal Brasil	89.860	3.927	114.561
4	Repsol Sinopec	74.755	3.029	93.809
5	Equinor Energy	48.602	1.406	57.445
6	Equinor Brasil	37.958	64	38.362
7	Sinochem Petróleo	25.305	43	25.575
8	Queiroz Galvão	3.864	1.882	15.700
9	Total E&P do Brasil	11.080	554	14.564
10	Dommo Energia	10.894	50	11.207
11	Chevron Frade	10.296	138	11.164
12	PetroRio O&G	10.098	26	10.259
13	ONGC Campos	8.230	81	8.738
14	QPI Brasil	7.011	69	7.443
15	Chevron Brasil	4.241	28	4.419
16	Frade	3.634	49	3.940
17	Barra Energia	3.704	24	3.856
18	Brasoil Manati	[Dezembro 2018 / Número 100]		2.632
19	Geopark Brasil			2.632
20	Maha Energy			2.426
21	CNODC Brasil			1.407
22	CNOOC Petroleum			1.407
23	OP Pescada			577
24	SHB			539
25	Petrosynergy			538
26	Imetame			357
27	Parnaíba Gás Natural			310
28	Nova Petróleo Rec			226
29	Partex Brasil			136
30	Recôncavo E&P			97
31	Phoenix			85
32	Santana			77
33	Orteng Óleo e Gás			56
34	Perícia			21
35	Guto & Cacal			18
36	Alvopetro			16
37	Vipetro			14
38	Sonangol Guanambi			9
39	EPG Brasil	6	0,1	7
40	Newo	7	0	7



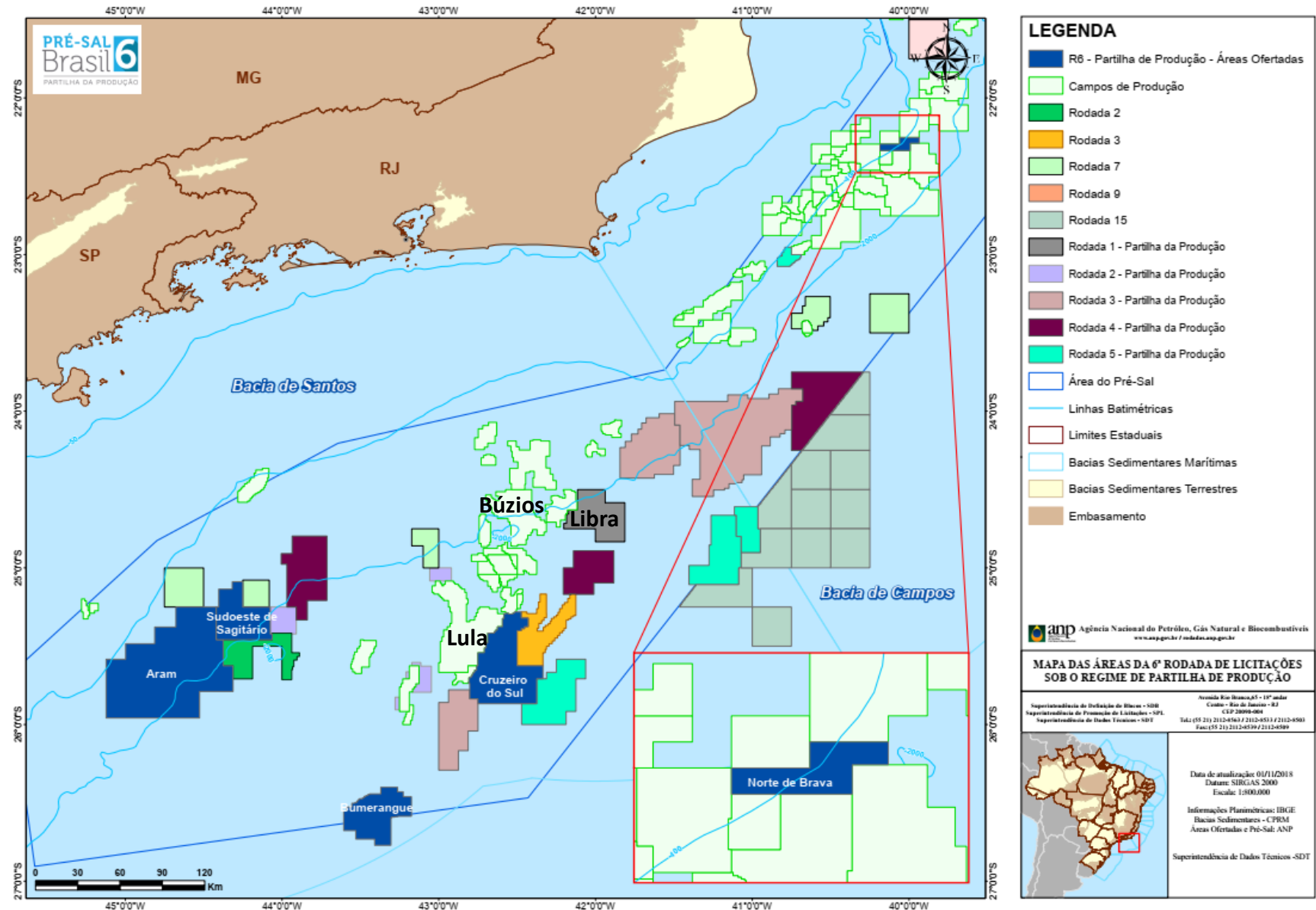
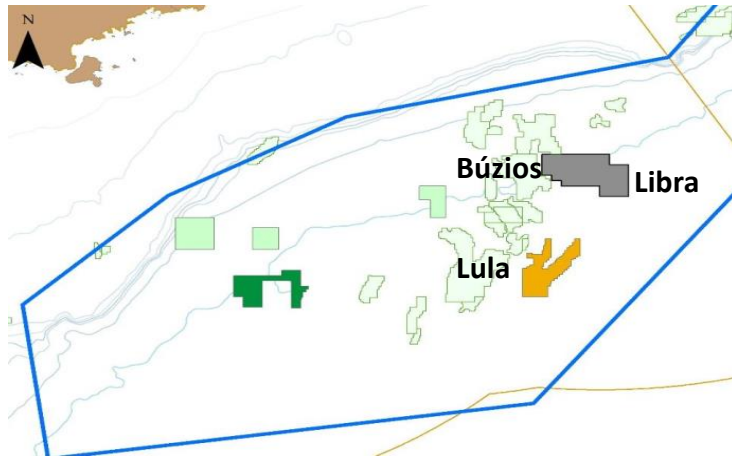
anp
 Agência Nacional
 do Petróleo,
 Gás Natural e Biocombustíveis

Campos e blocos no Pré-Sal em 2017



Campos e blocos no Pré-Sal em 2019

Campos e blocos no Pré-Sal em 2017

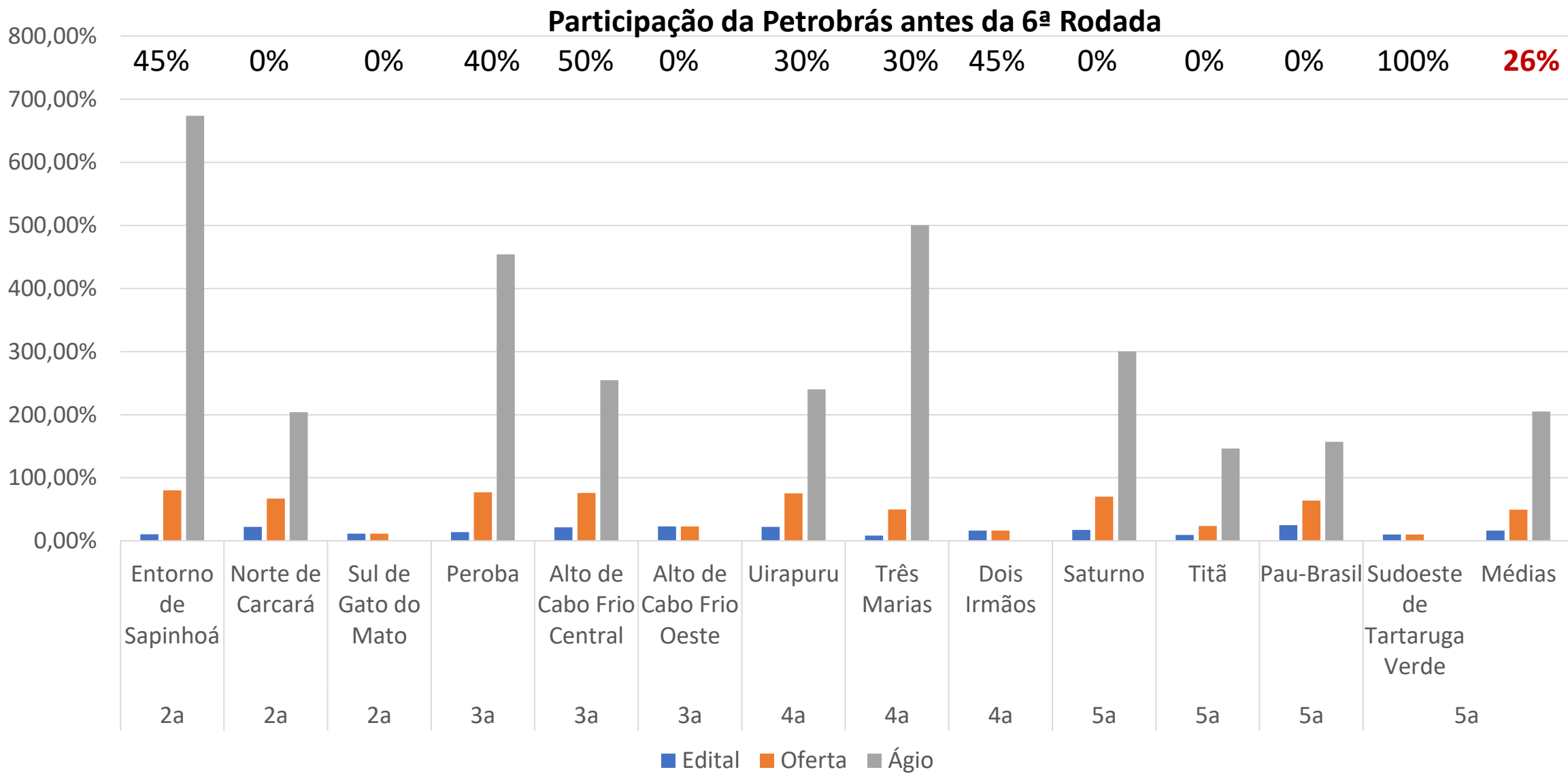


Excedentes em óleo para a União das Rodadas de Partilha de Produção a partir de 2017

Rodada	Bloco	Editais	Oferta vencedora
2ª	Entorno de Sapinhoá	10,34%	80,00%
2ª	Norte de Carcará	22,08%	67,12%
2ª	Sul de Gato do Mato	11,53%	11,53%
3ª	Peroba	13,89%	76,96%
3ª	Alto de Cabo Frio Central	21,38%	75,86%
3ª	Alto de Cabo Frio Oeste	22,87%	22,87%
4ª	Uirapuru	22,18%	75,49%
4ª	Três Marias	8,32%	49,95%
4ª	Dois Irmãos	16,43%	16,43%
5ª	Saturno	17,54%	70,20%
5ª	Titã	9,53%	23,49%
5ª	Pau-Brasil	24,82%	63,79%
5ª	Sudoeste de Tartaruga Verde	10,01%	10,01%
	Média	16,22%	49,52%

O Pré-Sal foi “colocado à venda” por um excedente em óleo para a União médio de apenas 16,22%. O “mercado”, no entanto, ofereceu um excedente em óleo para a União médio de 49,52%. O regime de partilha de produção e o modelo nunca foram empecilhos.

Excedentes em óleo para a União: edital, oferta vencedora e ágio



O atual regime de partilha de produção deverá ser capaz de diversificar a produção no Pré-Sal, pois a participação média da Petrobrás foi de apenas 26% nos 13 blocos licitados sob o atual modelo.

Sexta Rodada de Partilha de Produção

Bacia	Bloco	Percentual mínimo de excedente em óleo (%)
Santos	Aram	29,96
	Bumerangue	26,68
	Cruzeiro do Sul	29,52
	Sudoeste de Sagitário	26,09
Campos	Norte de Brava	36,98

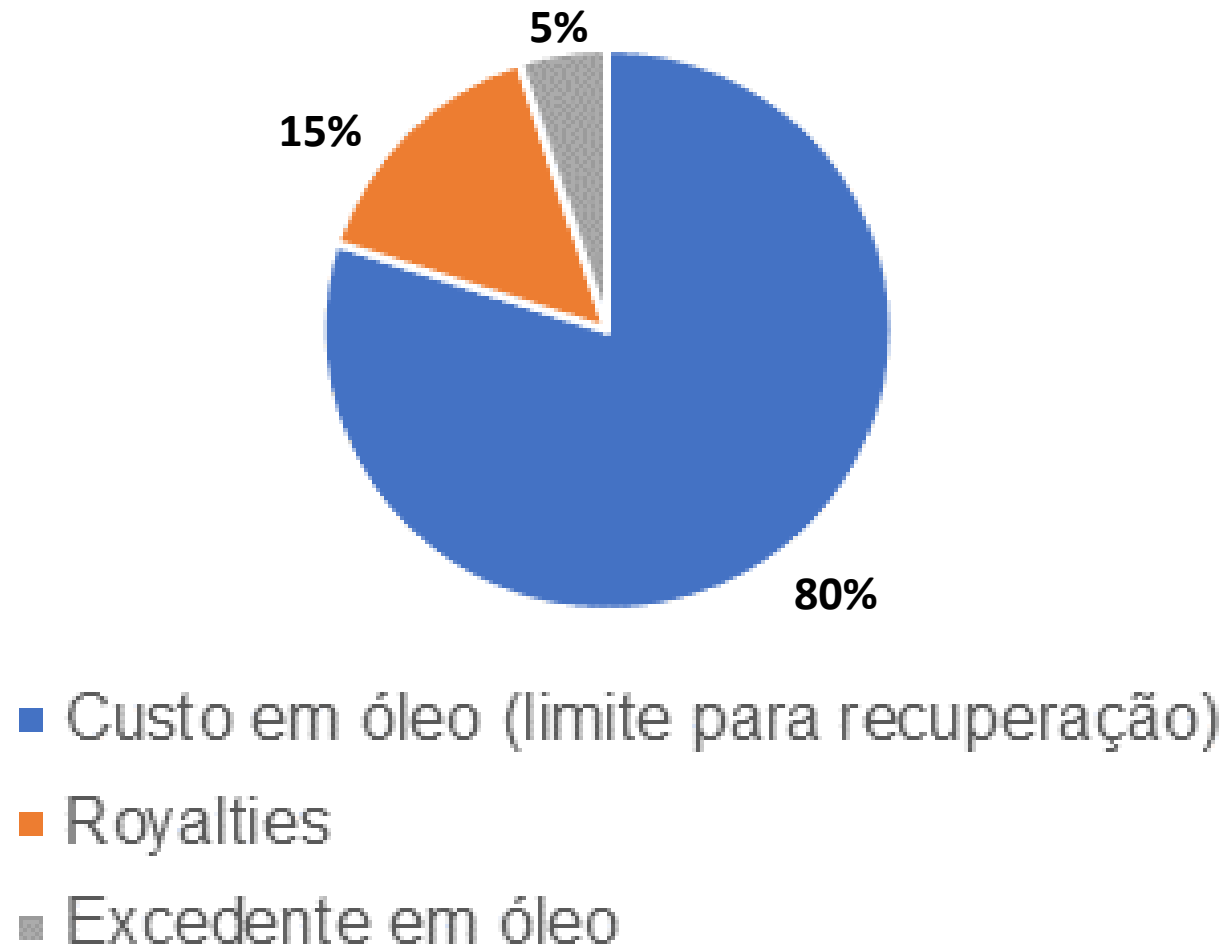
Excedentes em óleo para a União acima da média dos editais anteriores de 16,22%, mas bem abaixo da média das ofertas vencedoras de 49,52%.

Sexta Rodada de Partilha de Produção

Bacia	Setor	Bloco	Bônus de Assinatura (R\$)
Santos	SS-AP3	Aram	5.050.000.000,00
	SS-AUP5	Bumerangue	550.000.000,00
	SS-AUP2	Cruzeiro do Sul	1.150.000.000,00
	SS-AP2	Sudoeste de Sagitário	500.000.000,00
Campos	SC-AP2	Norte de Brava	600.000.000,00

Bônus de assinatura compatíveis com os das rodadas anteriores de partilha de produção

Valor total da produção



Elevadíssimo limite para recuperação dos custos, sem ser por módulo, de 80%. Esse limite varia, tipicamente, de 30% a 60% (<http://www.oecd.org/dev/4.%20Scoping%20paper.pdf>).

Sexta Rodada de Partilha de Produção

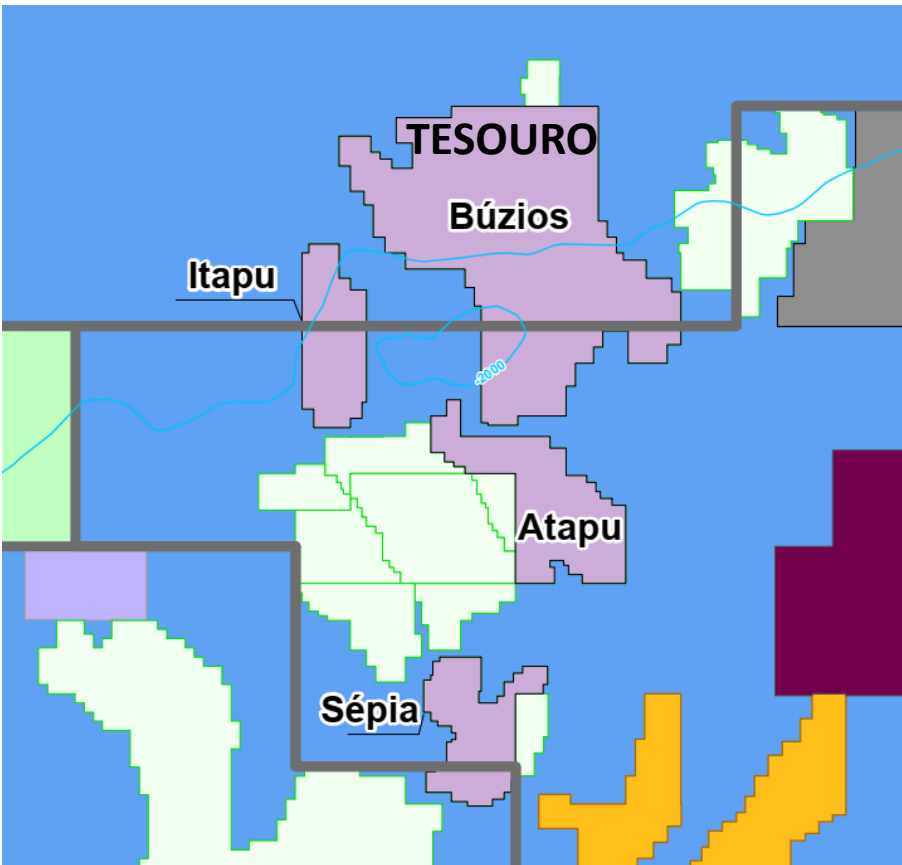
- ✓ Nada de tão diferente.
- ✓ Elevado bônus de assinatura apenas para Aram.
- ✓ Excedentes em óleo razoáveis ou até baixos em relação às ofertas vencedoras anteriores.
- ✓ Mas só uma das quatro áreas foi arrematada.
- ✓ Apenas uma oferta do consórcio composto por Petrobrás (80%) e CNODC (20%), que foi vencedora do Bloco Aram com o excedente em óleo mínimo.
- ✓ “Fracasso” não decorreu do regime de partilha nem do modelo. Os blocos estavam baratos.
- ✓ Investimentos nos blocos contratados nas rodadas de partilha anteriores?
- ✓ Risco de se concentrar os investimentos no Brasil?

Rodada de Partilha de Produção dos Excedentes da Cessão Onerosa

- ✓ Não foram licitados blocos exploratórios.
- ✓ Foram licitados campos declarados comerciais.
- ✓ Não se tem notícia de isso já ter ocorrido no mundo.
- ✓ A Petrobrás é operadora do prisma para produzir os volumes do Contrato de Cessão Onerosa.
- ✓ Manifestou direito de preferência por Itapu e Búzios.
- ✓ Se um consórcio arrematasse Atapu ou Sépia haveriam diferentes operadores no mesmo campo?
- ✓ Nem a Lei nº 12.276/2010 nem a Lei nº 12.351/2010 preveem essa situação.

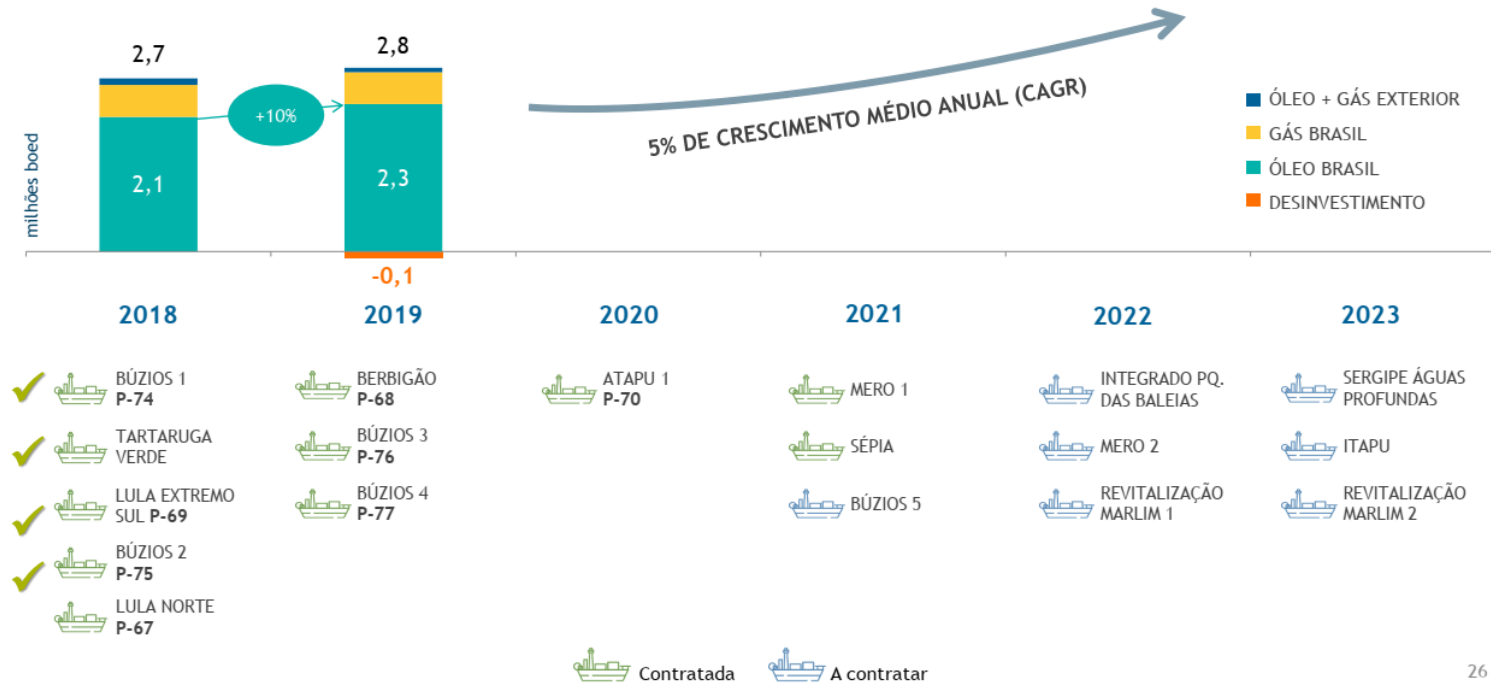
Campo	Volume da Cessão Onerosa (milhões de barris equivalentes)	Volume excedente mínimo (milhões de barris equivalentes)	Volume excedente máximo (milhões de barris equivalentes)	Volume total máximo (milhões de barris equivalentes)
Itapu (Ex-Florim)	466,968	300	500	966,968
Sépia (Ex-Nordeste de Tupi)	427,784	500	700	1127,784
Búzios (Ex-Franco)	3056,000	6500	10000	13056,000
Atapu , Berbigão Sul e Norte e Sururu Sul e Norte (Ex-Entorno de Iara)	599,560	2500	4000	4599,560
Sul de Lula (Ex-Sul de Tupi)	128,051	-	-	-
Sul de Sapinhoá (Ex-Sul de Guará)	319,107	-	-	-
TOTAL	4997,469	9300	15200	20197,469

Rodada de Partilha de Produção dos Excedentes da Cessão Onerosa



Fonte: ANP

CURVA DE PRODUÇÃO CRESCENTE



Fonte: PNG 2019-2023 da Petrobrás

“Búzios é um ativo de classe mundial, tem substanciais reservas, a Petrobras já conhece muito bem”, afirmou o Presidente da estatal, ao ressaltar que o **custo de extração de Búzios é “muito baixo”, de 4 dólares por barril** (<https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKBN1XI2C2-OBRBS?page=true&sp=true>).

Rodada de Partilha de Produção dos Excedentes da Cessão Onerosa

Bacia	Bloco	Percentual mínimo de excedente em óleo (%)
Santos	Atapu	26,23
	Búzios	23,24
	Itapu	18,15
	Sépia	27,88
Média ponderada		24,00

Excedentes em óleo para a União pouco acima da média dos editais anteriores de 16,22%, mas bem abaixo da média das ofertas vencedoras de 49,52%.

Rodada de Partilha de Produção dos Excedentes da Cessão Onerosa

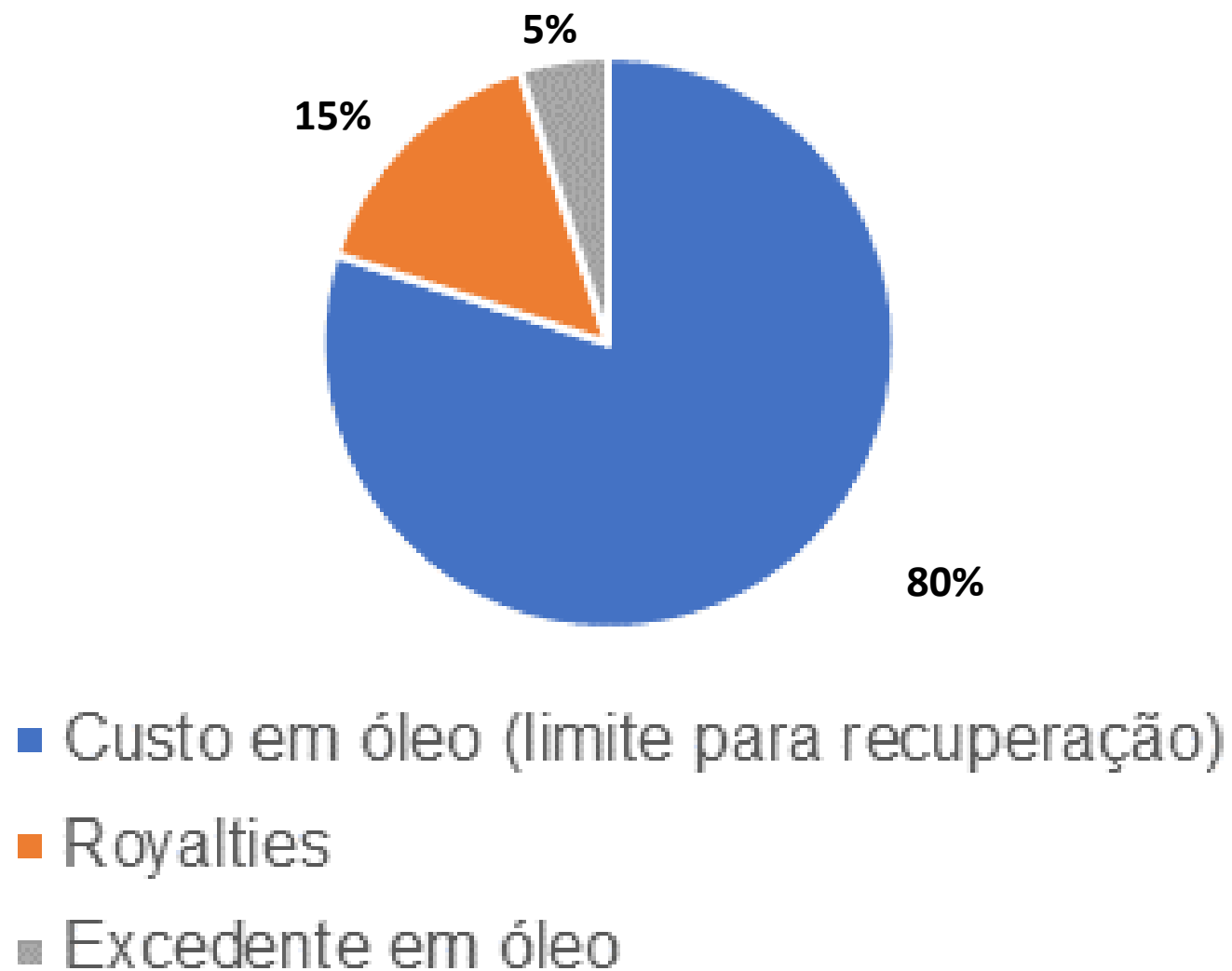
Bacia	Setor	Bloco	Bônus de Assinatura (R\$)
Santos	SS-AUP1	Atapu	13.742.000.000,00
	SS-AP1	Búzios	68.194.000.000,00
	SS-AP1	Itapu	1.766.000.000,00
	SS-AUP1	Sépia	22.859.000.000,00
Total			106.561.000.000,00

Bônus de assinatura incompatíveis com tudo que já existiu na indústria do petróleo.

Rodada de Partilha de Produção dos Excedentes da Cessão Onerosa

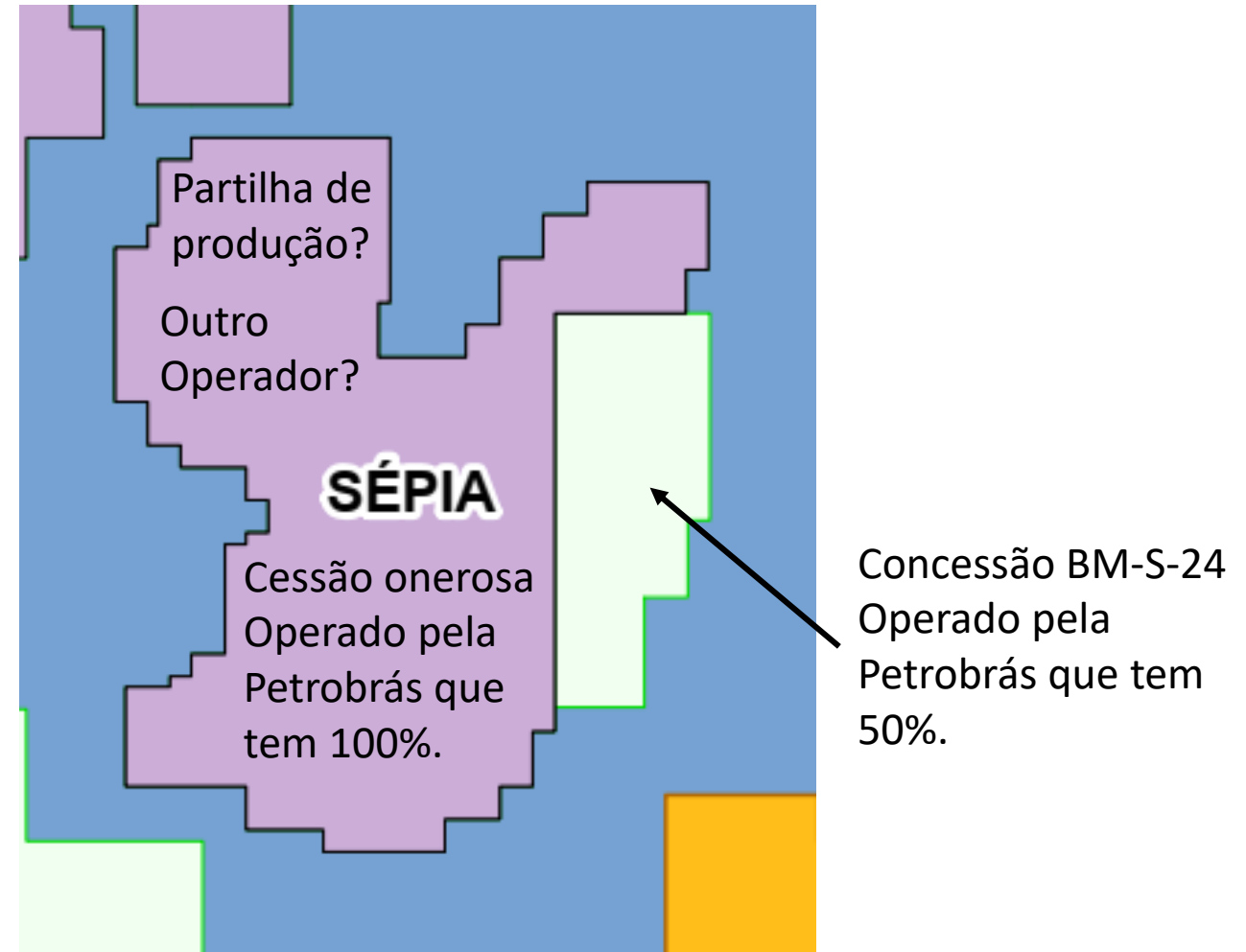
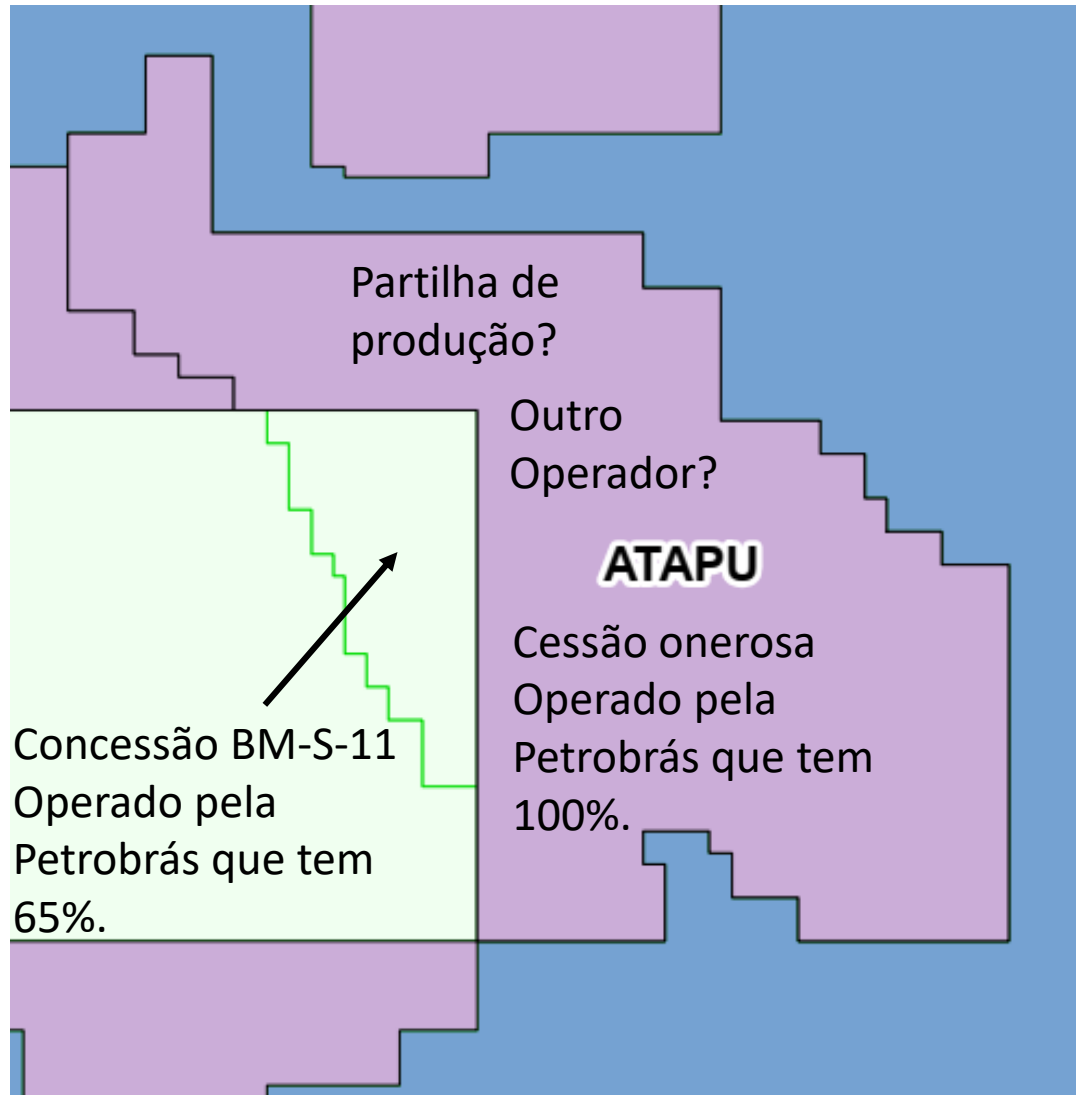
- ✓ **Acordo de coparticipação não previsto em nenhuma lei**
- ✓ **Ressarcimento à Petrobrás**
- ✓ **Acordo a ser assinado no futuro**
- ✓ **Ressarcimento como custo em óleo**
- ✓ **Seria reduzido do excedente em óleo para a União**
- ✓ **Não há previsão legal para nenhuma dessas situações**

Valor total da produção



Elevadíssimo limite para recuperação dos custos, sem ser por módulo, de 80%.

Três regimes fiscais com dois operadores?



Rodada de Partilha de Produção dos Excedentes da Cessão Onerosa

- ✓ **Diferente de tudo que já existiu no mundo.**
- ✓ **Não devia ter havido licitação, mas contratação direta da Petrobrás ou “acordo de unitização” com a União.**
- ✓ **Elevadíssimos bônus de assinatura, mas baixíssimos excedentes em óleo para a União.**
- ✓ **Baixo conteúdo local.**
- ✓ **Duas das quatro áreas foram arrematadas. Apenas uma oferta do consórcio composto por Petrobrás (90%), CNOOC (5%) e CNODC (5%) para Búzios e uma oferta da Petrobrás para Itapu, ambas com excedente em óleo mínimo.**
- ✓ **O Fracasso” não decorreu do regime de partilha. Os blocos estavam baratos, apesar dos elevados bônus de assinatura. Decorreu da ilegalidade das resoluções e do edital, da insegurança jurídica e das incertezas.**

Análise da “licitação” de Búzios

- ✓ A Petrobrás manifestou no direito de preferência;**
- ✓ Consórcio com 90% de participação da Petrobrás ofertou para a União excedente em óleo mínimo de apenas 23,24%.**
- ✓ Se um consórcio estrangeiro tivesse oferecido qualquer percentual acima de 23,24%, teria arrematado a área.**
- ✓ Se a Petrobrás não tivesse interesse em entrar nesse consórcio, poderia abrir mão do “bloco”.**
- ✓ Haveria, então, grande perda de arrecadação estatal, pois 42,6% do capital social da Petrobrás é da União e de entes federais.**

Análise da “licitação” de Búzios

- ✓ **Qual oferta de um consórcio estrangeiro geraria mais arrecadação estatal que a oferta de 23,24% do consórcio liderado pela Petrobrás (90%)?**
- ✓ **Como a União, BNDESPar, BNDES e Fundo de Participação Social tem 42,6% do capital social, 38,34% do excedente em óleo desse consórcio, de 76,76%, podem ser considerados do Estado brasileiro.**
- ✓ **Dessa forma, se um consórcio estrangeiro oferecer 29,43 pontos percentuais acima de 23,24%, ou seja, uma oferta de excedente em óleo para a União de 52,67%, ele deve vencer a licitação sem a possibilidade de a Petrobrás entrar no consórcio.**
- ✓ **Quando a Petrobrás manifestar interesse no direito de preferência, ela também tem que assumir o compromisso de apresentar oferta do excedente em óleo mínimo estabelecido no edital, com ou sem formação de consórcio.**
- ✓ **O que precisa ser revisto, então, é o Decreto nº 9.041/2017 e não o direito de preferência em si ou então deixar clara na lei as condições do exercício de preferência.**

Projeto de Lei nº 3.178/2019

Modifica a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que *dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas*, para permitir a licitação com concessão nos blocos em que esse regime for mais vantajoso para o Brasil e instituir a disputa em igualdade de condições nas licitações de partilha da produção.

- ✓ **Permite o regime de concessão no polígono do Pré-Sal**
- ✓ **Retira o direito de preferência da Petrobrás**

Os regimes dos 15 maiores exportadores de petróleo

	País	Regime	Exportação de petróleo (barris por dia) 01/01/2014 ¹
1	Arábia Saudita	Monopólio da Saudi Aramco (Empresa pública)	6.880.000
2	Rússia	Partilha de produção (maiores descobertas)	4.720.000
3	Irã	Empresa pública e prestação de serviços	2.445.000
4	Iraque	Partilha de produção (misto)	2.390.000
5	Nigéria	Partilha de produção (misto)	2.341.000
6	Emirados Árabes	Empresas públicas (misto)	2.142.000
7	Angola	Partilha de produção	1.928.000
8	Venezuela	<i>Joint venture</i> com empresa pública	1.645.000
9	Noruega	<i>Joint venture</i> com empresa pública (principais áreas)	1.602.000
10	Canadá	Concessão	1.576.000
11	México	Misto (primeira licitação após o fim do monopólio da empresa pública Pemex foi sob partilha de produção)	1.460.000
12	Cazaquistão	Partilha de produção (misto)	1.406.000
13	Kuwait	Monopólio e serviço (com parceria)	1.395.000
14	Qatar	Partilha de produção (misto)	1.389.000
15	Líbia	Partilha de produção	1.378.000

¹<http://www.indexmundi.com/g/r.aspx?v=95>

CONCESSÃO X PARTILHA DE PRODUÇÃO

- ✓ **O Brasil será importante exportador de petróleo;**
- ✓ **O País será importante formador de preço;**
- ✓ **O Estado precisa determinar o ritmo da produção;**
- ✓ **Nesse cenário, o regime de concessão anteriormente adotado é tecnicamente inadequado para o Brasil;**
- ✓ **O regime de partilha de produção é tecnicamente mais adequado;**
- ✓ **A Petrobras deve ter a preferência.**
- ✓ **O próprio Projeto de Lei nº 3.178/2019 manteve a possibilidade de contratação direta da Petrobrás.**

Burocracia

- ✓ A Indonésia é tida como a nação que, em 1966, deu ao mundo o regime de partilha de produção.
- ✓ Em janeiro de 2017, a Indonésia eliminou o regime de recuperação de custos.
- ✓ O país passou a utilizar o regime de partilha bruta de produção.
- ✓ A base para a divisão é 57% para o Estado e 43% para o contratado, no caso da produção de petróleo.
- ✓ Sob o regime de recuperação de custos, os contratados tendem a inflar seus custos para aumentar sua parcela na produção¹.
- ✓ Os ativos são propriedade do Estado mesmo sem o regime de recuperação de custos.
- ✓ Ao contrário do Brasil, a Indonésia utiliza o princípio da uniformidade. Assim, não há necessidade de duas estruturas como no Brasil (PPSA e RFB), com modelos de custo completamente diferentes.

¹ Fonte: Oxford academic. **The Indonesian PSC: the end of an era**. Brad Roach, Alistair Dunstan. The Journal of World Energy Law & Business, Volume 11, Issue 2, April 2018, Pages 116–135

Combinação do regime de concessão com empresa estrangeira em 2018

Empresa	Receita líquida (R\$ milhões)	Lucro líquido (R\$ milhões)
Shell Brasil Petróleo Ltda.	28.334,0	-1.230,0
Petrogal Brasil S.A.	8.056,0	963,7
Repsol Sinopec S.A.	6.707,9	2.075,8
Equinor Brasil Ltda.	2.845,2	386,6
Total E&P do Brasil Ltda.	1462,1	-244,9
Total	47.405,2	1.951,2

Disponível em https://www.valor.com.br/valor1000/2019/ranking1000maiores/Petr%C3%B3leo_e_G%C3%A1s. Acesso em 3 de outubro de 2019.

Informações da empresa



CLASSIFICAÇÃO	
2018	2017
21	81

Empresa	Shell *
Razão social	Shell Brasil Petróleo Ltda.
Sector de atividade	Petróleo e Gás
Sede	RJ
Capital (origem)	HO

As 10 maiores do setor		
1	Petrobras *	RJ
4	Raízen ¹ *	SP
5	Ultrapar *	SP
6	Cosan *	SP
21	Shell *	RJ
61	ALE Combustíveis *	RN
86	Petrogal	PE
97	Repsol Sinopec Brasil *	RJ
143	Rodoil	RS
159	CEG	RJ

Receita líquida	28.334,0	Ebitda (em R\$ milhões)	10.578,0
Var. (em %)	288,7	Var. (em %)	359,1
Lucro líquido (em R\$ milhões)	-1.230,0	Ativo total (em R\$ milhões)	76.113,0
Var. (em %)	15,3	Patrim. Líquido (em R\$ milhões)	16.250,0
Margem líquida (em %)	-4,3	Endiv. Oneroso (em R\$ milhões)	46.303,0
Rentab. do PL (em %)	-7,6	Nível endiv. Geral (em %)	368,4
Lucro da ativ. (em R\$ milhões)	2.379,0	Nível endiv. Oneroso (em %)	284,9
Lucro Financ. (em R\$ milhões)	-3.389,0	Liq. Corrente (em pontos)	0,45
Lucro não oper. (em R\$ milhões)	-	Crescim. sustent. (em pontos)	3,5750

* Dados extraídos de balanço consolidado ou combinado. ¹ Empresa com data de balanço diferente de 31/12. ² Valores estimados por Valor 1000. ³ Empresa apresentou demonstração de resultados diferente de 12 meses. ⁴ Empresa em recuperação judicial ou extrajudicial. ⁵ Dados do exercício social anterior (2017 ou 2017/2018). - Dado não fornecido ou que não se aplica à empresa. ND - dado não determinado. # As operações da Fibria Celulose S.A. e da Suzano S.A. (anteriormente Suzano Papel e Celulose S.A.) foram integradas em janeiro de 2019. Em 01/04/2019, a Fibria Celulose S.A. foi incorporada pela Suzano S.A.. ## A aquisição da empresa pela Amcor foi concluída em 11/06/2019. ### Entidade privada sem fins lucrativos. Na coluna lucro líquido, o valor corresponde ao superávit do exercício.

A Shell tem participação de 25% no campo de Lula e 30% no campo de Sapinhoá, que são os dois campos que apresentaram maior rentabilidade no Brasil em 2018. Essa rentabilidade é demonstrada pelo pagamento de participação especial (regime de concessão).

Possibilidade de não pagamento de IRPJ e da CSLL

- ✓ **O não pagamento de IRPJ e CSLL decorre das deduções permitidas pelo art. 1º da Lei nº 13.586/2017 (Medida Provisória – MP do Trilhão).**
- ✓ **A Shell Brasil Petróleo Ltda pagou royalties de R\$ 676 milhões, no campo de Sapinhoá, e R\$ 2,046 bilhões, no campo de Lula. Quanto à participação especial, a empresa pagou R\$ 1,277 bilhão, no campo de Sapinhoá, e R\$ 5,088 bilhões no campo de Lula.**
- ✓ **O bônus de assinatura de Lula foi de R\$ 15,164 milhões e o de Sapinhoá foi de R\$ 51,450 milhões, o que gera valor anual para a Shell de apenas R\$ 1,2 milhão. Os bônus de assinatura e as taxas de retenção de área foram de R\$ 1,3 milhão.**
- ✓ **Como a receita líquida da Shell Brasil Petróleo Ltda foi de R\$ 20,380 bilhões e a participação governamental foi de R\$ 9,088 bilhões, em termos percentuais, a participação governamental paga pela empresa foi de 44,6%.**

Possibilidade de não pagamento de IRPJ e da CSLL

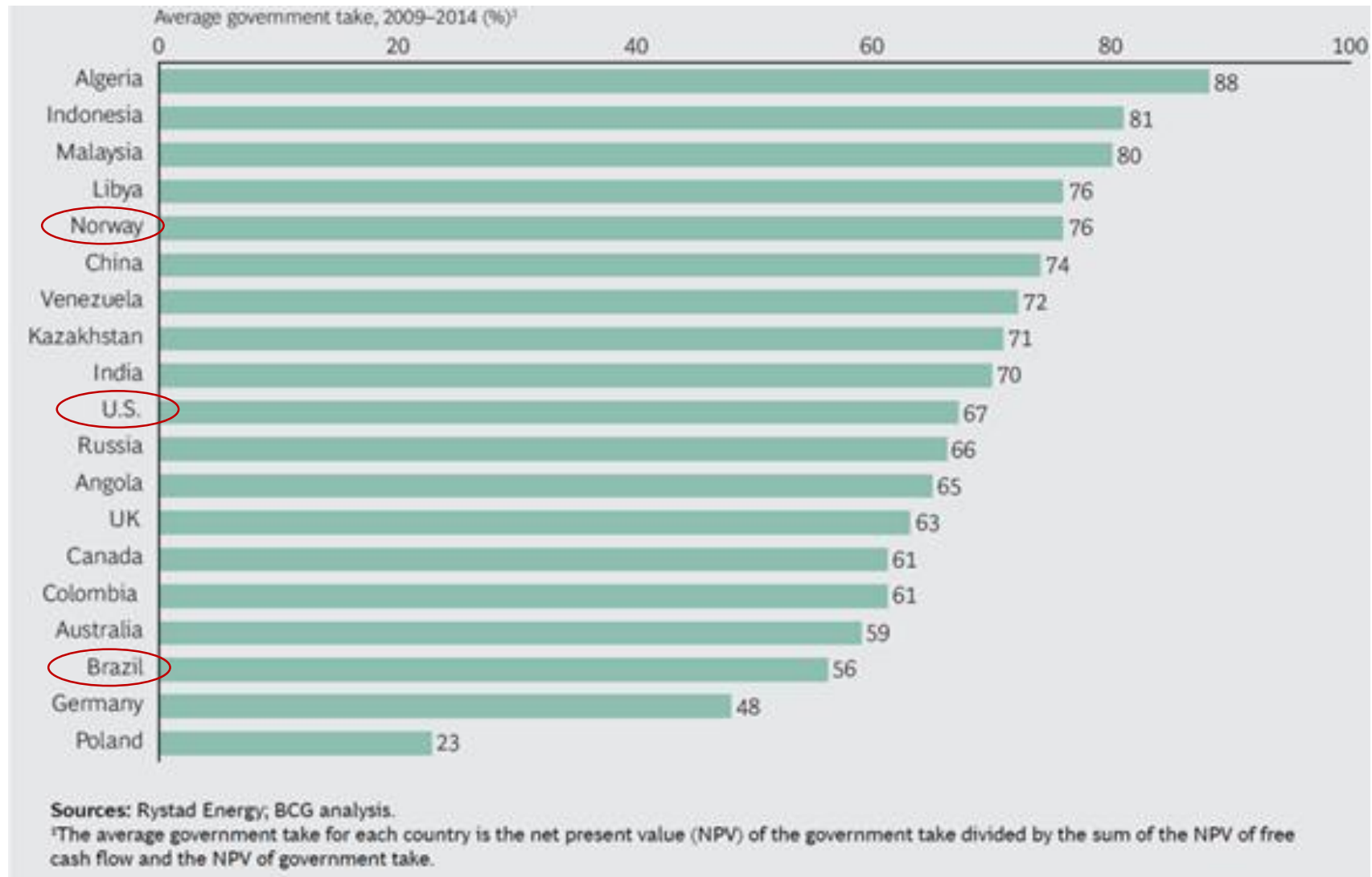
- ✓ Se a participação governamental de R\$ 9,088 bilhões fosse subtraída da receita líquida de R\$ 20,380 bilhões, o “lucro líquido” da Shell Brasil Petróleo Ltda nos campos de Lula e Sapinhoá, em 2018, teria sido de R\$ 11,292 bilhões.
- ✓ Esse “lucro líquido” geraria um pagamento de IRPJ e CSLL de R\$ 3,840 bilhões.
- ✓ Com esse pagamento de R\$ 3,840 bilhões, a participação governamental aumentaria de 44,6% para 63,4%, que ainda seria um percentual muito baixo para os padrões internacionais.
- ✓ Na Noruega, onde os campos na plataforma continental têm uma rentabilidade bem menor que Lula e Sapinhoá, a participação governamental em 2018 foi de 82%. (Disponível

em <https://app.vanmeursenergy.com/documents/free/68401001.pdf>. Acesso em 4 de outubro de 2019.)

Possibilidade de não pagamento de IRPJ e da CSLL

- ✓ Desse modo, a Lei nº 13.586/2017 gerou uma redução de arrecadação de IRPJ e CSLL para a Shell Brasil Petróleo Ltda, em 2018, de R\$ 3,840 bilhões, no caso dos campos de Sapinhoá e Lula. Como a empresa ainda apresentou prejuízo de R\$ 1,230 bilhão, a redução líquida de IRPJ e CSLL foi de R\$ 4,258 bilhões.
- ✓ Nesse ano, a produção da Shell Brasil Petróleo Ltda em Lula e Sapinhoá foi de 120,570 milhões de barris equivalentes de petróleo. Assim, a redução de arrecadação foi de R\$ 35,317 por barril.
- ✓ Se as empresas petrolíferas apresentarem esse mesmo padrão de redução de R\$ 35,317 por barril, para uma produção de 100 bilhões de barris a redução de arrecadação será de R\$ 3,532 trilhões. A valor presente, essa redução poderá ser de cerca de R\$ 1,483 trilhão.

Participação governamental em diferentes países



Sem pagamento de IRPJ (principal fonte de distribuição da renda do Pré-Sal) e da CSLL, a participação governamental no Brasil reduz-se para cerca de 44%.

O QUE A NORUEGA FARIA SE TIVESSE DESCOBERTO UM “BÚZIOS”?

Muito provavelmente, uma parceria estratégica entre a Equinor (Ex-Statoil) e o Estado norueguês (Petro).

O campo de Búzios pode ter 13 bilhões de barris de petróleo equivalente. Em 2018, as reservas provadas da Noruega, foram de 8,6 bilhões de barris de petróleo (<https://www.statista.com/statistics/447353/proved-oil-reserves-norway/>) e 63 trilhões de pés cúbicos de gás natural (cerca de 10,1 bilhões de barris de petróleo equivalente).

Conclusões

- ✓ O “fracasso” da Sexta Rodada de Partilha de Produção não decorreu do regime de partilha de produção nem do modelo.
- ✓ O “fracasso” da Rodada de Licitação dos Excedentes da Cessão Onerosa decorreu da ilegalidade das resoluções e do edital, da insegurança jurídica e das incertezas.
- ✓ Não faz sentido “licitar” os excedentes da cessão onerosa. A contratação direta ou “acordo de unitização” com a União seriam a solução técnica.
- ✓ O regime de concessão não é tecnicamente adequado ao Brasil, pois o País se tornará um grande exportador líquido, principalmente em razão do Pré-Sal.

Conclusões

- ✓ O Projeto de Lei nº 3.178/2019 não é solução para os “fracassos” da Sexta Rodada e da Rodada dos Excedentes.
- ✓ Essa própria proposição reconhece a importância da Petrobrás ao manter a possibilidade da contratação direta da estatal, sem licitação.
- ✓ A combinação do regime de concessão com empresas estrangeiras pode ser o pior encaminhamento para as estratégicas áreas do Brasil.
- ✓ O “caso da Shell” ilustra bem essa situação.
- ✓ O art. 1º da Lei nº 13.586/2017 precisa ser, urgentemente, revogado.
- ✓ O direito de preferência da Petrobrás maximiza a renda estatal.
- ✓ No entanto, o Decreto nº 9.041/2017 precisa ser alterado para evitar as distorções no exercício do direito de preferência da Petrobrás.

35.360.000.000,00	5.304.000.000,00	FPM	0,15	4285050000	1.018.950.000,00
35.360.000.000,00	3.536.000.000,00	FPE	0,1	3760350000	-224.350.000,00
35.360.000.000,00	1.768.000.000,00	Estados Exportadores	0,05		
35.360.000.000,00	1.060.800.000,00	Rio de Janeiro	0,03		
	11.668.800.000,00				
69.960.000.000,00	0,25	174900000000	0,245	4285050000	
69.960.000.000,00	0,25	174900000000	0,215	3760350000	
69.960.000.000,00	0,25				
69.960.000.000,00	0,25				

Ementa: Ação Popular contra a Resolução CNPE nº 18/2018, que autorizou a realização da Sexta Rodada de Licitações sob o regime de partilha de produção e aprovou os parâmetros técnicos e econômicos do certame previsto para o dia 7 de novembro de 2019; e contra o Edital e os modelos dos contratos dessa Rodada, publicados em 16 de setembro de 2019. Regime tributário que não assegura pagamento de IRPJ e CSLL. Lesão ao patrimônio público. Ressarcimento e ausência de lei para distribuição dos royalties. Desestruturação da política de conteúdo local. Violação ao princípio republicano.

A ANP, todavia, por meio da Resolução de Diretoria ANP 454/2018, decidiu distribuir aos beneficiários os valores das parcelas de 5% e acima de 5% (até 15%), referentes ao regime de partilha de produção, nos termos dos artigos 48 e 49 da Lei nº 9.478/1997, referentes ao regime de concessão, enquanto estiver vigente a medida cautelar na ADI nº 4.917/2013.

Dessa forma, os royalties gerados pelo regime de partilha de produção estão sendo e poderão continuar sendo distribuídos com se fossem gerados pelo regime de concessão.

No cenário nacional, os critérios de distribuição dos royalties são fundamentais, pois, como já mencionado, não há segurança quanto à arrecadação e distribuição de IRPJ e CSLL.

O IRPJ, que deveria ser o grande instrumento de distribuição da renda petrolífera a partir do FPE e do FPM, não é uma fonte segura de receita, em razão da promulgação da Lei nº 13.586/2017.

October 2019

Lead Author

Robert Perkins

Copy Editors

Alisdair Bowles, James Leech

Contributors

Dave Ernsberger, Paul Hickin, Herman Wang, Claudia Carpenter, Miriam Malek, Dex Wang, Mustafa Sanalla, Daniel Colover, Jonty Rushforth, Robert Stier, Andy Brogan, Simon Redmond, Stuart Elliott, Dania El Saadi, Aresu Egbali

Design and Production

Tom Dent

Digital Content Leader

Mark Pengelly

Content Project Manager

Carrie Bharucha

S&P Global Platts

20 Canada Square, 9th Floor
London, E14 5LH, UK

President

Martin Fraenkel

Global Head of Market Insight

Sarah Cottle

Global Head of Commodities Pricing

Dave Ernsberger

Global Head of Analytics

Chris Midgley

S&P Global Platts
Insight

State oil companies evolve to face the future

Industry perspective

Insights from Qatar Petroleum, Libya's National Oil Corporation and SOCAR

Downstream revolution

NOCs ramp up refining, chemicals push as peak oil demand looms

Trading up

Persian Gulf producers muscle in on global crude flows

More than oil

The Middle East is switching on its solar advantage

S&P Global
Platts

spglobal.com/platts

State oil companies evolve to face the future

Industry perspective

Insights from Qatar Petroleum, Libya's National Oil Corporation and SOCAR

Downstream revolution

NOCs ramp up refining, chemicals push as peak oil demand looms

Trading up

Persian Gulf producers muscle in on global crude flows

More than oil

The Middle East is switching on its solar advantage

Foreword



Dave Ernsberger

Global Head of Commodities Pricing

A new path

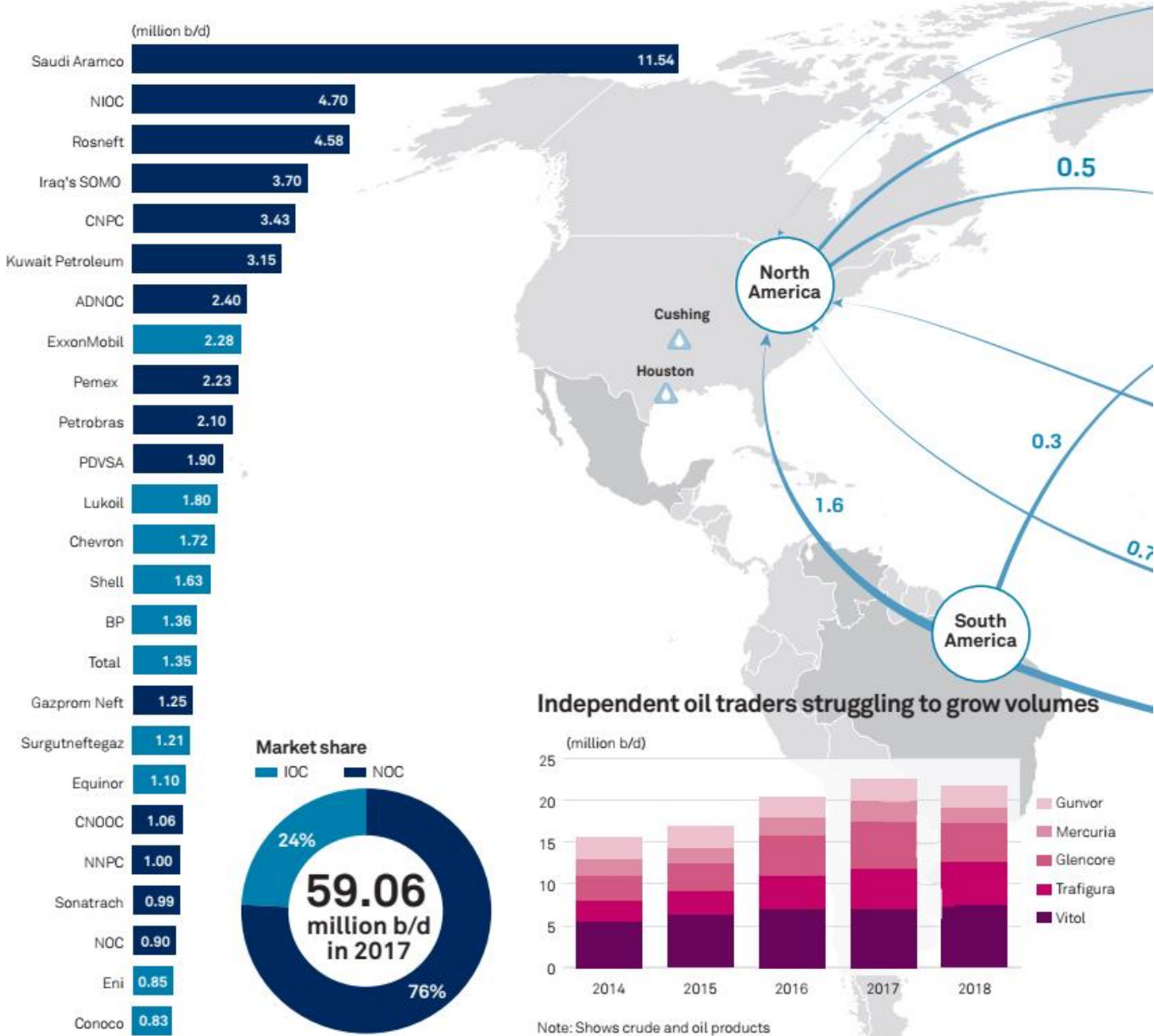
National oil companies live at the epicenter of the global oil market. They control 90% or more of the world's proven oil reserves, and upwards of 70% of oil production every day.

Even with the revolutionary rise of shale oil technology, which has shifted marginal pricing for crude westwards – towards the hyper-flexible shale producers of West Texas in particular – the actions, beliefs and strategies of NOCs are decisive in shaping how the world of oil will look, particularly in the medium and long term.

NOCs are behemoths that toil away at the commanding heights of the global oil economy, building 20- and 30-year development plans for trillion-dollar resource development opportunities. But what do we really know about them in today's world? To dig deeper, we're pleased to welcome you to our special report, where we examine the latest trends among NOCs – some of which might surprise you.

As with every other kind of institution in the global economy the most progressive NOCs have moved beyond conventional wisdom, and ditched cliches. As Dania El Saadi writes, nowadays an NOC is as likely to have the stock market in thrall, waiting impatiently for news of where and how a share listing might be made, as they are to be scouting for rigs to develop the next square mile of resource.

World's 25 top oil companies by production (crude and NGLs)



Liquids production and trade flows based on 2017 data.
Source: S&P Global Platts, IEA, company filings

Petchems push

The global fuel demand growth outlook may be waning, but a new hope is emerging as NOCs join the rush to target lucrative petrochemical and plastics markets.



Robert Stier
Senior Lead,
Global Petrochemicals Analytics

As the trajectory of global demand growth for transport fuels ebbs in favor of petrochemicals, the incentives for refiners and NOCs to reconfigure their downstream assets towards the new growth market continues to build.

S&P Global Platts Analytics forecasts global plastics demand to increase 3-4 times faster than global gasoline demand. Global petrochemical demand, which is driven by plastics, is forecast to continue to grow above global GDP and multiples above transportation fuels.

Petrochemicals and plastics also lead the ranks of value-added products and NOCs are investing to capture a higher percentage of the petrochemical value chain margins from the wellhead to plastics. Over the past three years, petrochemical and plastics on average enjoyed a \$665/mt price premium over refined products and refiners are looking to capture as much of the additional value as possible.

NOCs and large refiners are on the frontlines of investing to boost petrochemical production at the expense of gasoline blending components and transportation fuels production in general. The majority of new refinery builds are targeting at least 25-30% petrochemical yields compared to 5-15% historically.

A wave of new major oil-to-petrochemical projects are also springing up.

Saudi Aramco's planned Yanbu plant with SABIC, Reliance's Jamnagar refinery and Rongsheng's new Zhejiang facility in China all have final expected petchem yields of at least 70%. India's planned 1.2 million b/d Ratnagiri plant led by IOC, Aramco and ADNOC near Mumbai targets petrochemical yields above 50%, as does China's privately-owned Hengli refinery near Dalian.

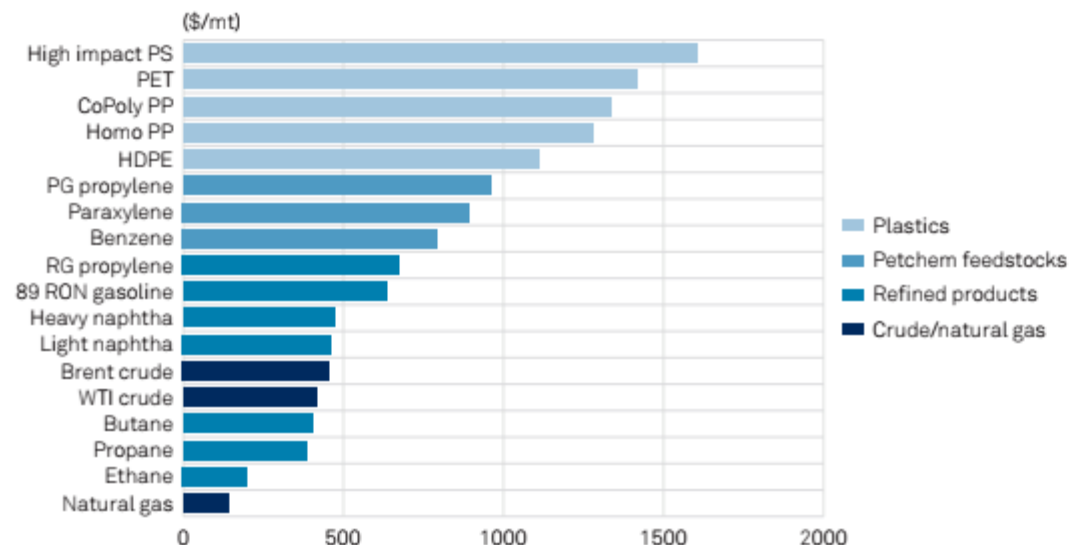
Plant-level step change

Traditionally, refineries have been integrated with mixed feedstock ethylene cracker and aromatics units to increase the yield of petrochemicals.

Integrated refineries and mixed feedstock ethylene crackers around the world today include the Shell Norco complex. The Louisiana plant is a good example of a refinery which supplies feedstocks to two mixed feedstock ethylene crackers on the site. These crackers, in turn, upgrade the lower value refined products into higher value olefins and aromatics.

Additional investments to increase the degree of integration would include production units for the major plastics like polyethylene (PE), polypropylene (PP) and polyester resins (PET). Platts Analytics forecasts global demand growth for these plastics to remain above global GDP growth levels for the next decade, even after

PLASTICS LEADING THE HYDROCARBON VALUE CHAIN



Source: S&P Global Platts Analytics

accounting for government regulations, bans and recycling.

With the need to boost petrochemical yields on the rise, traditional refining unit configurations are changing.

The simplest way to describe the refined products to petrochemicals transition is that fluid catalytic cracker and reformer units are being repurposed and optimized to maximize plastics feedstocks and

minimize gasoline blending components.

FCCs will be repurposed from producing gasoline blending components to maximizing olefins including ethylene, propylene, and other petrochemical feedstocks similar to naphtha. The reformer will also be repurposed from producing high octane gasoline blending components (reformate) to maximize aromatics production including benzene, toluene and paraxylene.

Coking capacity and new petroleum coke gasifier projects can also be deployed to transition the refining business from producing transportation fuels to petrochemicals and plastics.

The new wave of highly integrated oil-to-plastics plants will buy crude oil and sell distillates like diesel and jet fuel in addition to petrochemical feedstocks and plastics.

SHELL BRASIL

Posição Geral

Ranking

Posição em 2016

Posição em 2017

Ranking 1500

254

57

Receita líquida (R\$ MIL)

7.242.319

Receita líquida evolução (%)

283,0

Lucro/Prejuízo operacional (R\$ MIL)

92.435

Lucro/Prejuízo líquido (R\$ MIL)

-1.451.597

Informações da empresa

Informações da empresa

CLASSIFICAÇÃO		Empresa	Shell *
2016	2015	Razão social	Shell Brasil Petróleo Ltda.
299	218	Setor de atividade	Petróleo e Gás
		Sede	RJ
		Capital (origem)	HO

Receita líquida	1.891,0	Ebitda (em R\$ milhões)	-1.590,2
Var. (em %)	-24,5	Var. (em %)	-24,6
Lucro líquido (em R\$ milhões)	-424,6	Ativo total (em R\$ milhões)	15.120,2
Var. (em %)	90,2	Patrim. Líquido (em R\$ milhões)	4.459,4
Margem líquida (em %)	-22,5	Endiv. Oneroso (em R\$ milhões)	7.386,2
Rentab. do PL (em %)	-9,5	Nível endiv. Geral (em %)	239,1
Lucro da ativ. (em R\$ milhões)	-2.147,5	Nível endiv. Oneroso (em %)	165,6
Lucro Financ. (em R\$ milhões)	1.583,4	Liq. Corrente (em pontos)	0,94
Lucro não oper. (em R\$ milhões)	0,0	Crescim. sustent. (em pontos)	ND

* Dados extraídos do balanço consolidado ou combinado. ** Posição de 2015 omitida em razão de reclassificação no valor da receita 31/12. ² Valores estimados por Valor 1000. ³ Empresa apresentou demonstração de resultados diferente de 12 meses. ⁴ Empresa em aplica à empresa. ND - dado não determinado

CLASSIFICAÇÃO

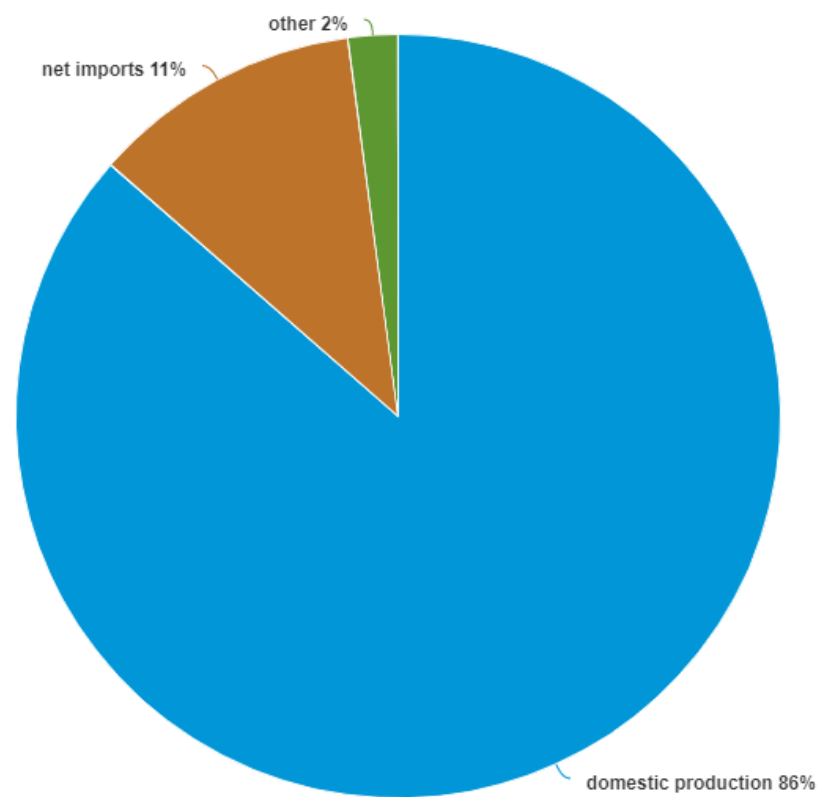
2017	2016
81	299

Empresa	Shell *
Razão social	Shell Brasil Petróleo Ltda.
Setor de atividade	Petróleo e Gás
Sede	RJ
Capital (origem)	HO

Receita líquida	7.289,7	Ebitda (em R\$ milhões)	2.303,9
Var. (em %)	285,5	Var. (em %)	244,9
Lucro líquido (em R\$ milhões)	-1.451,6	Ativo total (em R\$ milhões)	67.798,0
Var. (em %)	-241,9	Patrim. Líquido (em R\$ milhões)	14.946,0
Margem líquida (em %)	-19,9	Endiv. Oneroso (em R\$ milhões)	42.288,5
Rentab. do PL (em %)	-9,7	Nível endiv. Geral (em %)	353,6
Lucro da ativ. (em R\$ milhões)	75,9	Nível endiv. Oneroso (em %)	282,9
Lucro Financ. (em R\$ milhões)	-1.585,3	Liq. Corrente (em pontos)	0,76
Lucro não oper. (em R\$ milhões)	0,0	Crescim. sustent. (em pontos)	1,1502

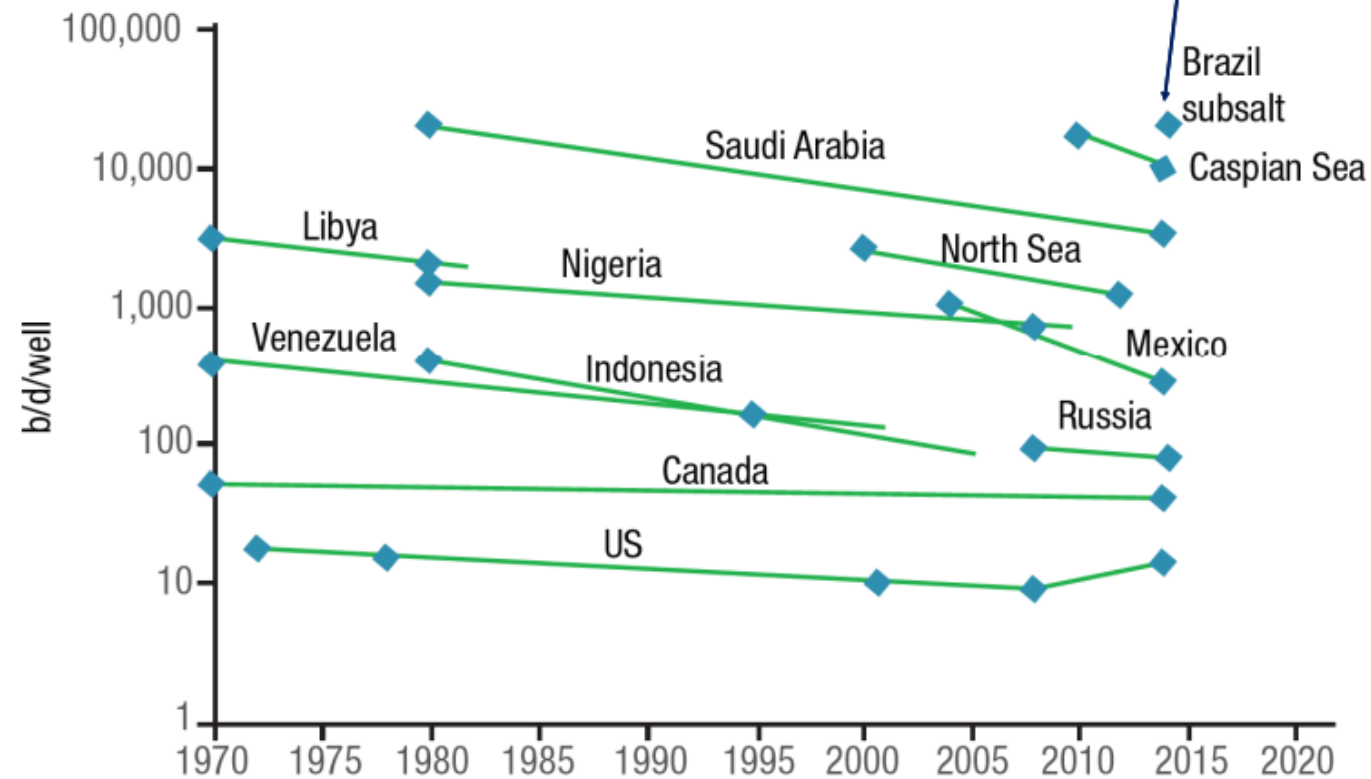
* Dados extraídos do balanço consolidado ou combinado. ** Entidade privada sem fins lucrativos. ¹ Empresa com data de balanço Empresa apresentou demonstração de resultados diferente de 12 meses. ⁴ Empresa em recuperação judicial ou extrajudicial. - D: não determinado

U.S. domestic petroleum production and net imports of petroleum as shares of petroleum consumption, 2018



Poços de maior produtividade no mundo

WELL PRODUCTIVITY



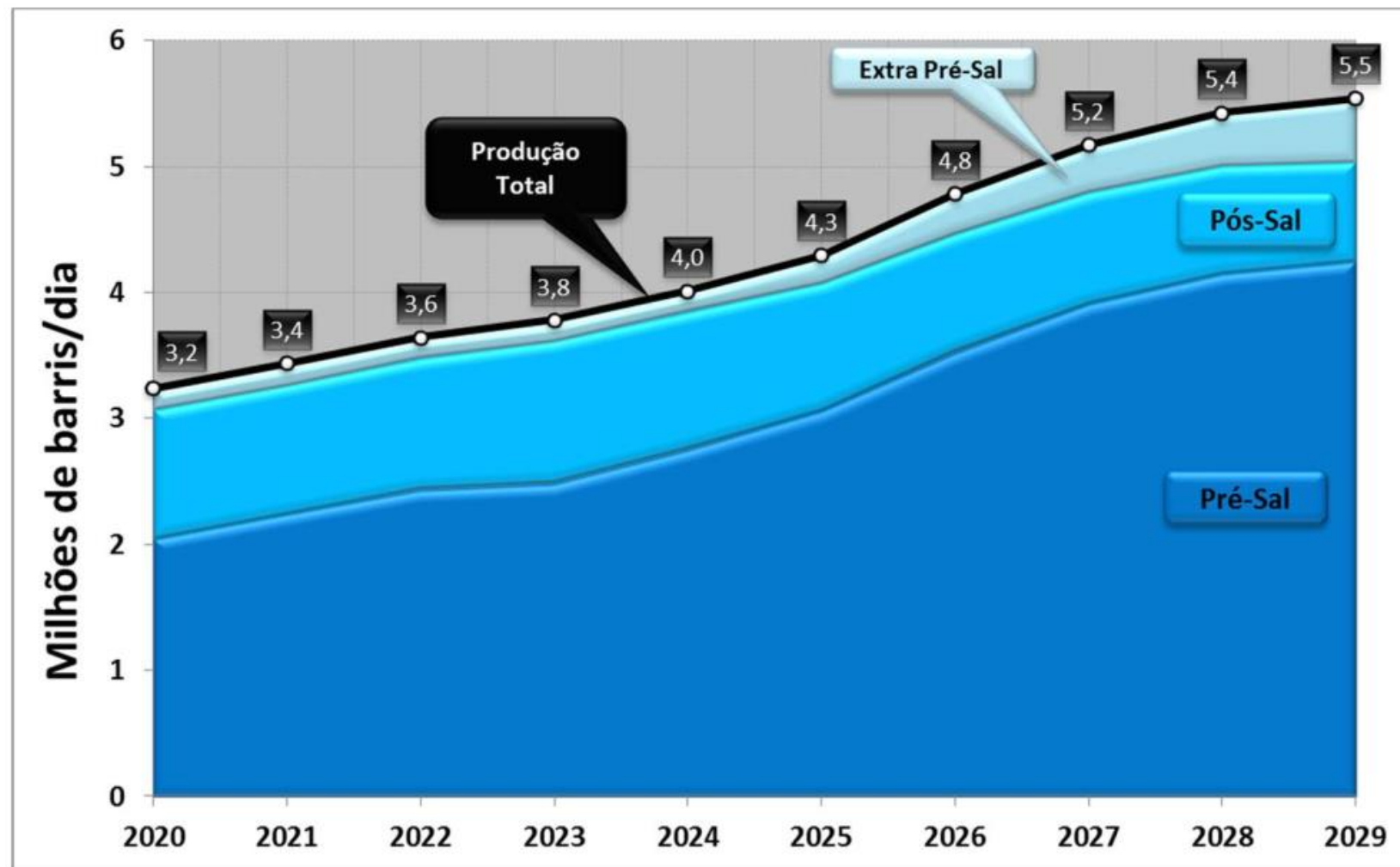
Em outro evento, na FGV, o presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco anunciou também as perspectivas para as plataformas e defendeu ter sido um ótimo negócio pagar juntamente com duas petroleiras chinesas 68,2 bilhões de reais para ter acesso a outros volumes de petróleo já descobertos no campo.

“Búzios é um ativo de classe mundial, tem substanciais reservas, a Petrobras já conhece muito bem”, afirmou, ao ressaltar que o custo de extração de Búzios é “muito baixo”, de 4 dólares por barril.

“É um investimento que é resiliente a cenários de preços de petróleo baixo, ao redor de 40 dólares por barril”, frisou.

Disponível em <http://sinaval.org.br/2019/11/petrobras-preve-10-plataformas-em-buzios-ate-o-fim-da-proxima-decada/>. Acesso em 15 de novembro de 2019.

Gráfico 5-2 - Previsão da produção de petróleo nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal

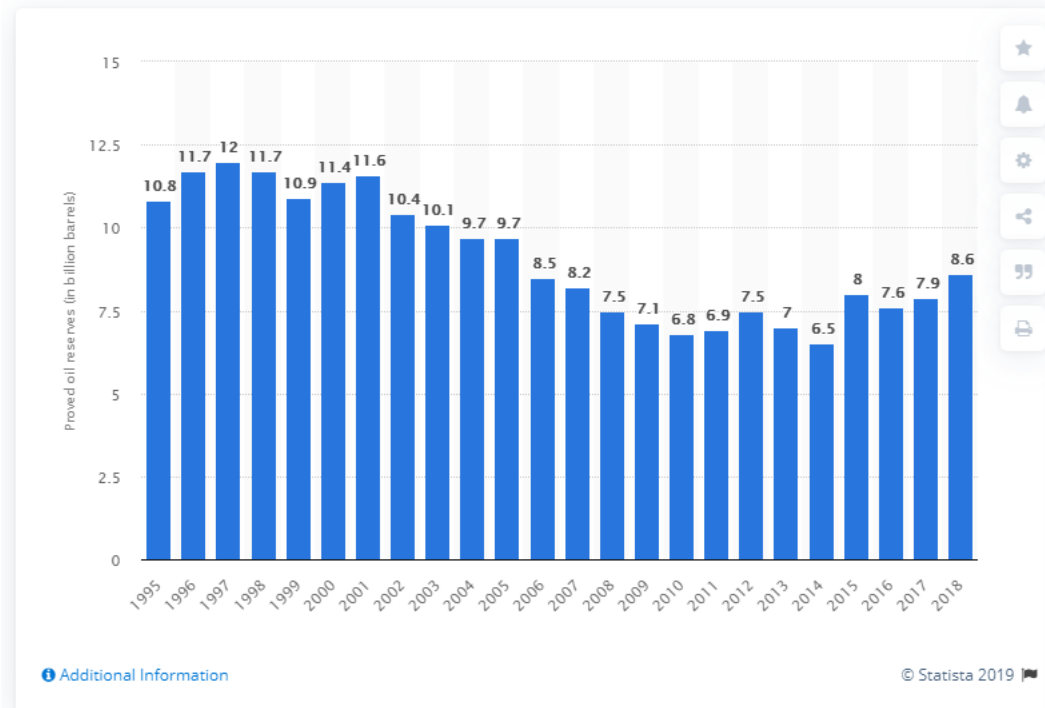


Chemicals & Resources > Fossil Fuels

PREMIUM

Proved oil reserves in Norway 1995-2018

(in billion barrels)



DOWNLOAD



SOURCE

DETAILS

FAQ

SOURCE

Only available for customers

SURVEY BY

Only available for customers

SURVEY NAME

Only available for customers

PUBLISHED BY

Only available for customers

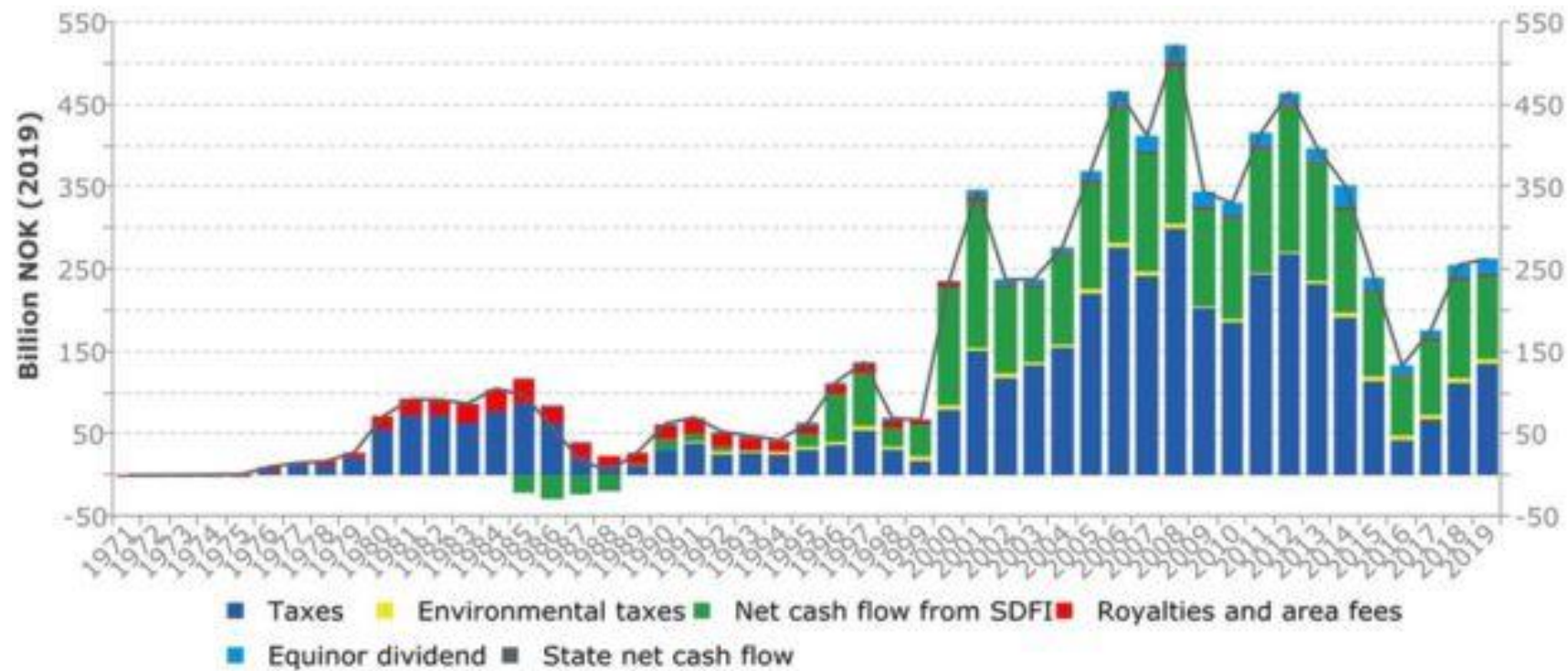
SOURCE LINK

https://www.statista.com

RELEASE DATE

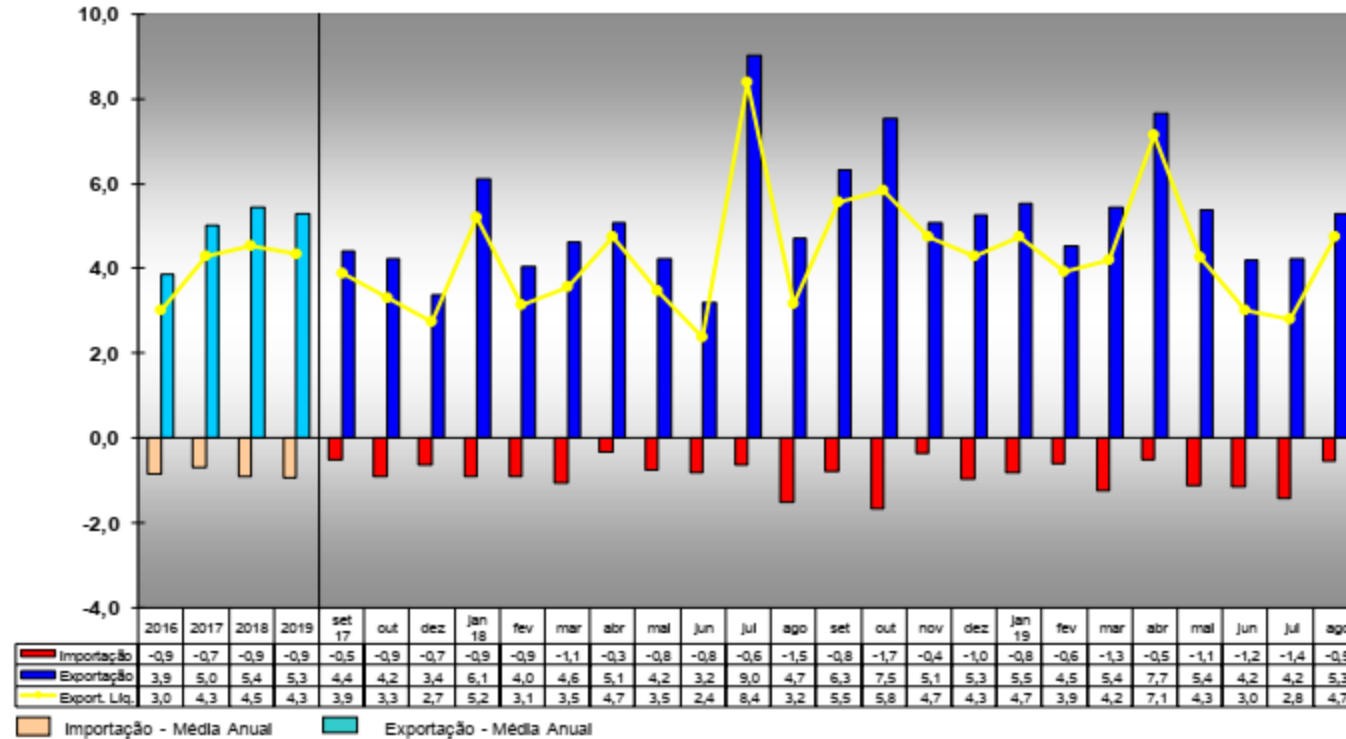
June 2019

Show source details



7.2) Petróleo - Exportação e Importação: Média anual e valores mensais de set/17 a ago/19

milhão m³



Com. Exterior (ago/19):

- Importação: EUA (44%), Arábia Saudita (31%) e Argélia (25%).

- Exportação: China (71%), EUA (15%), Espanha (6%), Chile (3%) e outros (5%).

O consumo aparente de petróleo (sem incluir LGN) avançou 4,0% quando comparado o período set/18 a ago/19 com o período de set/17 a ago/18. Houve um aumento de 23,9% na importação e de 10,9% na produção. Nos últimos 12 meses, 43,3% da produção de petróleo foi exportada.

Lei da Partilha

- O art. 42 da **Lei nº 12.351, de 2010**, estabelece que, no regime de partilha de produção, são receitas governamentais os royalties e os bônus de assinatura.
- Nos termos do parágrafo 1º desse artigo, os **royalties**, com alíquota de **15%** do valor da produção, correspondem à compensação financeira pela exploração do petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos líquidos de que trata o § 1º do art. 20 da Constituição Federal, **sendo vedado, em qualquer hipótese, seu ressarcimento ao contratado e sua inclusão no cálculo do custo em óleo.**
- O parágrafo 2º do art. 42 da Lei nº 12.351, de 2010, por sua vez, estabelece que o **bônus** de assinatura **não integra o custo** em óleo e corresponde a **valor fixo devido à União** pelo contratado, devendo ser estabelecido pelo contrato de partilha de produção e pago no ato da sua assinatura, sendo **vedado, em qualquer hipótese, seu ressarcimento** ao contratado.
- Observa-se, então, que esse artigo veda a inclusão tanto dos royalties quanto dos bônus de assinatura no custo e veda também, em qualquer hipótese, seus ressarcimentos ao contratado.

Lei nº 13.586/2017 – Medida Provisória nº 795/2017

- No entanto, o art. 1º da Lei nº 13.586, de 2017, permite que, genericamente, “**importâncias aplicadas**” nas atividades de exploração e produção possam ser deduzidas da base de cálculo do IRPJ e da CSLL.
- Admitindo-se que a província do Pré-Sal produzirá 100 bilhões de barris de petróleo, sob o regime de partilha de produção, os **royalties** equivalem ao valor de 15 bilhões de barris. Utilizando-se um valor do barril de US\$ 65, as receitas de royalties seriam de US\$ 975 bilhões.
- Se, como permitido pelo caput do art. 1º da Lei nº 13.586/1997, esse valor for deduzido da base de cálculo do IRPJ, cuja alíquota é 25%, e da CSLL, cuja alíquota é 9%, a redução de arrecadação desses tributos será de US\$ 331 bilhões, que corresponde a 34%, que é a soma dessas alíquotas. Com essa dedução, a alíquota efetiva de royalties não seria de 15%, mas de 9,9%, o que equivale a 15% menos 5,1%.
- Adotando-se uma taxa de câmbio de 4 Reais por Dólar, a **renúncia fiscal de IRPJ e da CSLL seria de R\$ 1,324 trilhão**. Assim sendo, o caput do art. 1º da Lei nº 13.586/2017, somente em relação aos royalties, podem gerar uma perda de arrecadação desses tributos superior a R\$ 1,3 trilhão, sem atualização a valor presente. Existem, entretanto, muitas outras potenciais fontes de redução de arrecadação desses tributos.

Lei nº 13.586/2017 – Medida Provisória nº 795/2017

- No entanto, o art. 1º da Lei nº 13.586, de 2017, permite que, genericamente, “**importâncias aplicadas**” nas atividades de exploração e produção possam ser deduzidas da base de cálculo do IRPJ e da CSLL.
- Assim sendo, somente os royalties do Pré-Sal podem gerar uma perda de arrecadação desses tributos superior a R\$ 1 trilhão, sem atualização a valor presente.
- Com relação aos bônus de assinatura, eles podem ser de R\$ 106,5 bilhões somente no ano de 2019, apenas pela licitação dos excedentes da cessão onerosa. Se esse valor for deduzido da base de cálculo do IRPJ e da CSLL, como permitido pelo art. 1º da Lei nº 13.586, de 2017, haverá uma renúncia fiscal de R\$ 36,21 bilhões.
- Outras deduções: **bônus de assinatura**, valores dos ativos referentes a plataformas e equipamentos **arrendados**, **depreciação** de máquinas e equipamentos, **todos os tributos federais** de bens importados, determinados custos de **exploração** e avaliação, gastos com encargos financeiros, **impairments**, etc
- Dessa forma, **R\$ 1 trilhão é uma estimativa conservadora de potencial renúncia fiscal.**