

# RELATÓRIOS TÉCNICOS



## Indústria de Petróleo e Gás da Bahia: Características, Perspectivas e Desafios



Federação das Indústrias do Estado da Bahia

## Sumário

1. Apresentação .....	3
2. Breve Panorama da Indústria de Petróleo e Gás no Mundo .....	4
2.1 Indicadores Mundiais de Petróleo e Gás Natural .....	5
3. Breve Panorama da Indústria de Petróleo e Gás no Brasil .....	11
3.1 Produção .....	11
3.2 Empregos.....	13
3.3 Royalties.....	14
4. Características da Indústria de Petróleo e Gás na Bahia .....	16
4.1 Extração e Produção de Petróleo .....	16
4.2 Extração e Produção de Gás Natural.....	24
5. Panorama Econômico e Social da Indústria de Petróleo e Gás na Bahia.....	33
5.1 Royalties e Participações Especiais .....	33
5.2 Geração de Empregos.....	36
5.3 Arrecadação de ICMS.....	38
6. Perspectivas e Desafios para a Indústria de Petróleo e Gás da Bahia .....	39
6.1 Perspectivas .....	39
6.2 Desafios.....	42
7. Considerações Finais.....	46

**Gerência de Estudos Técnicos – GET/SDI/FIEB**

Dezembro – 2018

Salvador – BA

## 1. Apresentação

O presente estudo é resultado de intensos debates e esforços da Federação das Indústrias do Estado da Bahia para o entendimento da atual situação do segmento de petróleo e gás, dada sua importância para a economia baiana, notadamente pela capacidade de geração de empregos, renda e negócios. Para a FIEB e seus sindicatos, uma análise detalhada do desenvolvimento da atividade é fundamental para o seu planejamento estratégico e também no sentido de contribuir para elaboração de políticas públicas de fomento ao setor.

O cenário do setor de petróleo e gás na Bahia se apresenta duplamente desafiador: por um lado, os últimos anos foram de perda de relevância, com negócios reduzindo-se aos mais baixos níveis históricos; de outro lado, há grandes expectativas sobre um novo ciclo, onde pequenos e médios produtores independentes possam atuar de forma competitiva, inaugurando um novo modelo de desenvolvimento do setor na Bahia.

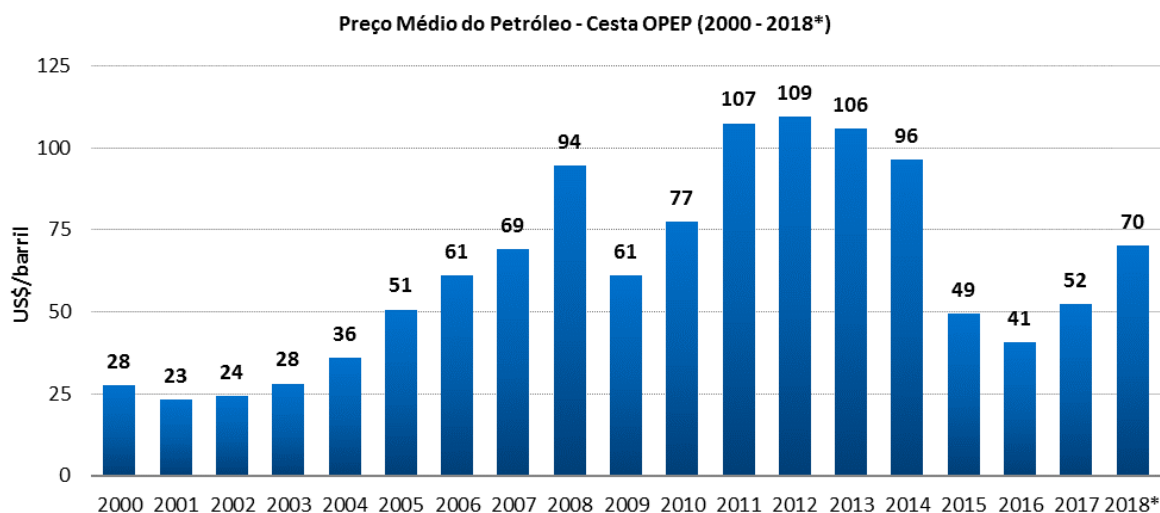
Nesse cenário, a Federação das Indústrias do Estado da Bahia e outras instituições têm o desafio de buscar alternativas para o setor, ampliando a sustentabilidade das empresas existentes e atraindo novos players para o Estado. Esse estudo foi elaborado para debater as questões de competitividade do segmento na Bahia por meio de um diagnóstico econômico, na qual são apresentadas as características, perspectivas, oportunidades e os desafios do setor de petróleo e gás na Bahia.

Espera-se que esse estudo seja uma ferramenta útil para a compreensão correta da realidade do setor, sabendo-se da complexidade do segmento, com todas suas nuances sociais e econômicas. Certamente, o presente trabalho não pretende exaurir o tema, mas sua importância está na indicação de caminhos alternativos, que podem promover o desenvolvimento econômico do setor, irradiando por toda a economia da Bahia.

## 2. Breve Panorama da Indústria de Petróleo e Gás no Mundo

A elevação dos preços do petróleo a partir do início dos anos 2000 foi fortemente influenciada pelo efeito China. O crescimento do PIB na casa de dois dígitos, os altos níveis de investimento e a demanda crescente por petróleo daquele país impactaram significativamente o cenário mundial do petróleo. O gigante asiático é o segundo maior importador de produtos e serviços do mundo, atrás dos Estados Unidos, sendo um ávido consumidor de petróleo e outras *commodities*, e o maior exportador mundial de bens e mercadorias, tendo se tornado a “fábrica” do mundo.

Após a crise financeira internacional em 2008, os preços do petróleo caíram seguindo a redução da demanda global. Mas, após dois anos de baixa (2009 – 2010), o mercado se recuperou e estabilizou em patamar acima de US\$ 100/barril, permanecendo em alta até o ano 2014. Em seguida, os preços internacionais de petróleo caíram vertiginosamente, tendo a produção mundial de petróleo aumentado mais que a demanda.



Fonte: OPEP; elaboração FIEB/SDI.  
 (\*) Média até 18/12/2018

O excesso de oferta de petróleo no mundo foi impulsionado pelos Estados Unidos, que incrementou a produção nacional de óleo e gás, a partir da revolução da exploração do *shale* ou folhelho betuminoso, ocasionando, assim, a queda de preço do petróleo no mercado internacional. O consumo de petróleo norte-americano, maior do mundo, manteve-se estável

naquele período, além da demanda reduzida por parte da Europa e Ásia. A redução das importações levou a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) a buscar novos mercados.

A desaceleração chinesa dos últimos anos também está por detrás da queda do preço internacional de petróleo no início de 2015. Com o crescimento menor do país asiático, a demanda por *commodities* no mundo e, em particular, do petróleo, caiu. A mudança do modelo econômico chinês baseado predominantemente na exportação e elevados níveis de investimento para uma economia voltada ao mercado interno explicam esse novo cenário. A perspectiva é de “aterrissagem suave” da China quantos aos níveis de crescimento, mas a dependência forte por energia continua e eles têm investido fortemente em uma série de alternativas de geração, desde a opção nuclear até a eólica e solar.

O início de 2018 foi marcado pela retomada do aumento dos preços do petróleo, atingindo patamares acima de US\$ 80/barril. No cenário recente, os fatores geopolíticos influenciaram diretamente a crescente dos preços no referido ano. Restrições à produção dos países-membros da OPEP mais a Rússia, reduções significativas na produção da Venezuela devido ao caos político-econômico, saída dos Estados Unidos do acordo nuclear com o Irã e volta às sanções comerciais, dentre outros fatores, impactaram na redução da oferta no mercado internacional.

Entretanto, no último trimestre de 2018, os preços caíram, atingindo o nível de US\$ 60/barril. Dentre os principais fatores que impulsionaram a queda estão: o aumento da produção na Arábia Saudita, sanções menos rigorosas ao Irã que permitiram a venda do petróleo para alguns países, expansão da oferta de petróleo dos EUA a partir de fontes não convencionais e a desaceleração da economia mundial, influenciaram nesse panorama de retração

## **2.1 Indicadores Mundiais de Petróleo e Gás Natural**

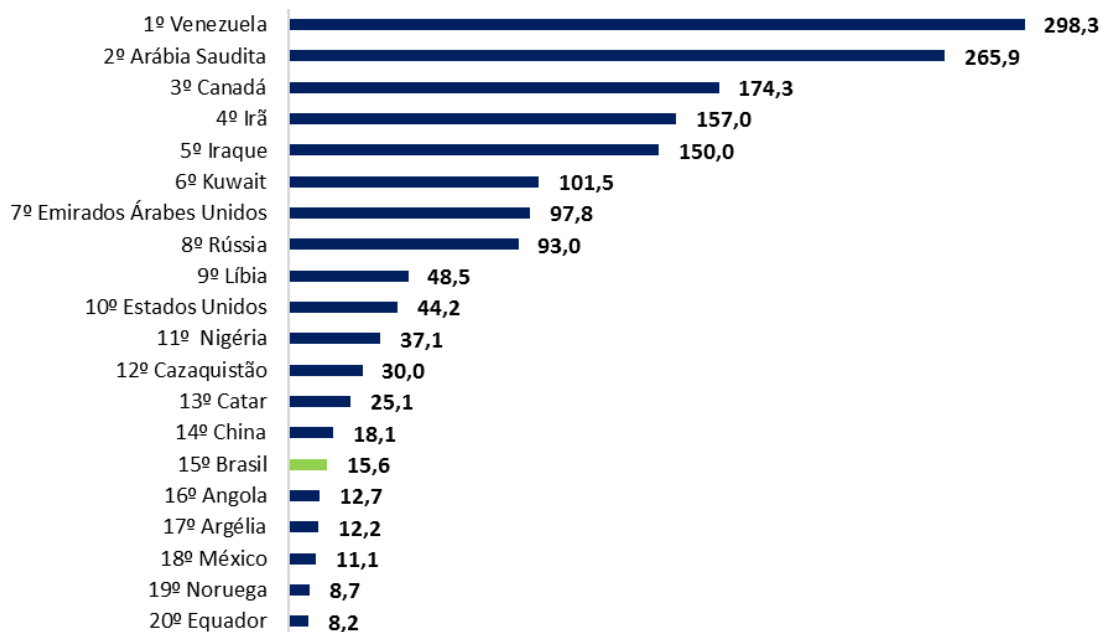
### **2.1.1 Petróleo**

A respeito das reservas mundiais de petróleo, a Venezuela registra hegemonia, com reservas provadas da ordem de 298,3 bilhões de barris ou 17,8% do total. Na segunda e terceira posições, seguem a Arábia Saudita e o Canadá com 265,9 e 174,3 bilhões de barris, representando 15,8% e 10,4%, respectivamente. O Brasil ocupa a 15ª posição com 15,6

bilhões de barris em reservas provadas de petróleo e cerca de 1% do total. O gráfico seguinte ilustra o cenário das reservas provadas de petróleo em 2017.

### Maiores Reservas Provadas de Pétroleo (2017)

(bilhões de barris)



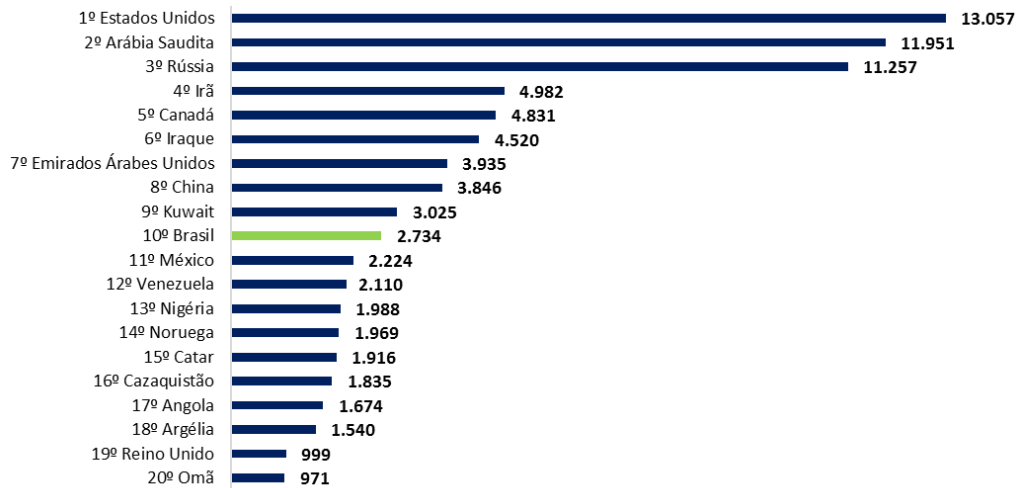
Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

Ao longo dos últimos anos, Estados Unidos e Arábia Saudita têm alternado a primeira posição no *ranking* dos maiores produtores de petróleo do mundo. Em 2017, os Estados Unidos lideraram com 13.057 mil barris/dia, seguido da Arábia Saudita com 11.951 barris/dia e a Rússia com 11.257 barris/dia, representando 14,1%, 12,9% e 12,2% da participação no mundo. Importante destacar que de 2008 para 2017, os Estados Unidos incrementaram a produção de petróleo em mais de 90% e aumentaram a participação mundial de 8% para 14%, basicamente por conta da exploração do *shale*.

O Brasil ocupou a 10ª colocação em 2017, representando 3% da produção mundial, puxado pelo crescimento da produção no pré-sal, iniciada em 2008. Anteriormente, o Brasil representava cerca de 2,3% da produção mundial.

### Maiores Produtores de Petróleo (2017)

(em mil barris/dia)



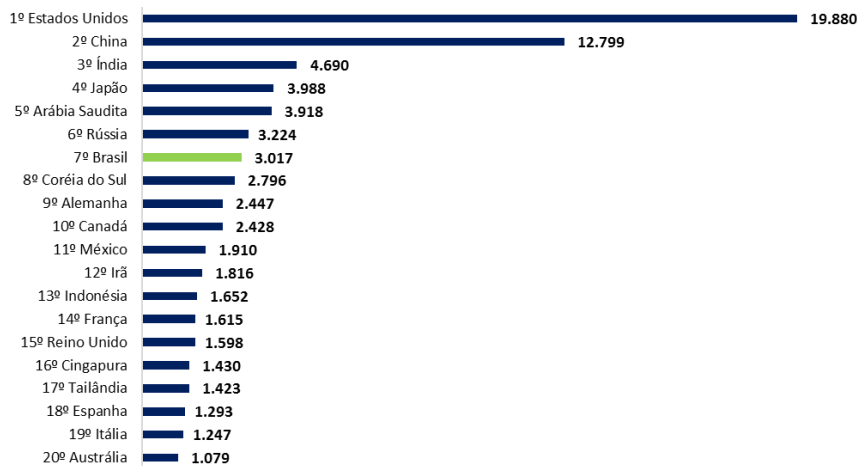
Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

Assim como maior produtor mundial, os Estados Unidos também é historicamente o maior consumidor de petróleo do mundo e, em 2017, registrou o consumo de 19.880 mil barris/dia, representando pouco mais de 20% do consumo total do mundo. China, Índia e Japão, ocupam a segunda, terceira e quarta posições, com 12.799, 4.690 e 3.988 mil barris/dia com 13,0%, 4,8% e 4,1% de participação mundial, respectivamente.

A China de 2008 para 2017 incrementou seu consumo de petróleo em cerca de 60%, saltando de 9% para 13% da participação no consumo mundial. O Brasil ocupa a 7ª posição e consumo de 3.017 mil barris/dia, representando 7,7% do consumo total no mundo. Desse modo, segundo dados da ANP, ainda somos dependentes de importação no balanço do petróleo e gás.

### Maiores Consumidores de Petróleo (2017)

(em mil barris/dia)



Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

#### 2.1.2 Gás Natural

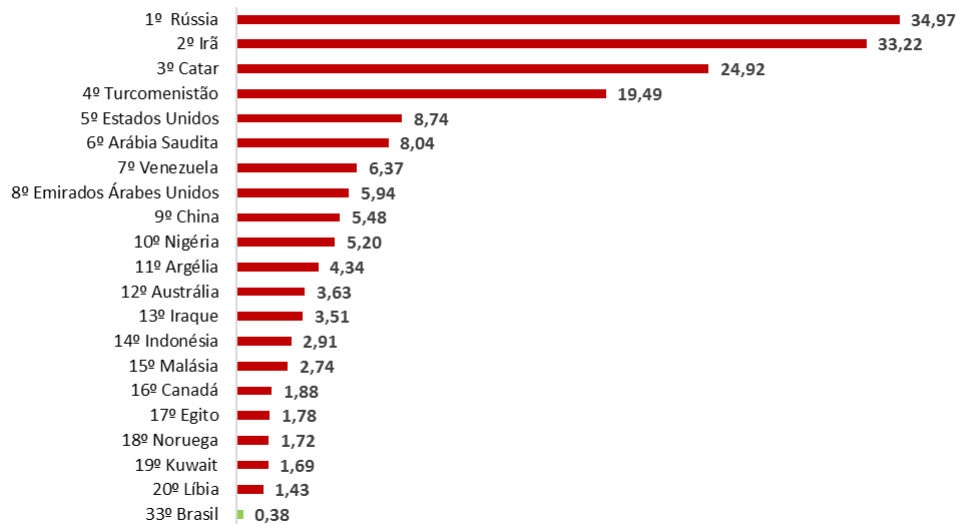
A indústria do gás natural, assim como a do petróleo, desempenha papel fundamental na economia dos países. A mesma vem ampliando cada vez mais seu protagonismo na matriz energética mundial. A crescente demanda por energia associada à necessidade de redução das emissões de poluentes, e o Acordo de Paris firmado pelos diversos países em 2015, impulsionam o papel do gás natural como o energético do momento, emergindo como o “combustível de transição” rumo à economia do baixo carbono.

Com relação às reservas provadas de gás natural, a Rússia lidera com 34,97 trilhões de m<sup>3</sup> e 18% do total no mundo. O Irã e Catar, na segunda e terceira posições, com 33,22 e 24,92 trilhões de m<sup>3</sup> com 17,2% e 12,9% respectivamente. O Brasil ocupa a 33ª posição com 380 bilhões de m<sup>3</sup>, mas possuindo expressivo potencial de gás não convencional a ser explorado.



### Maiores Reservas Provadas de Gás Natural (2017)

(em trilhões de m<sup>3</sup>)



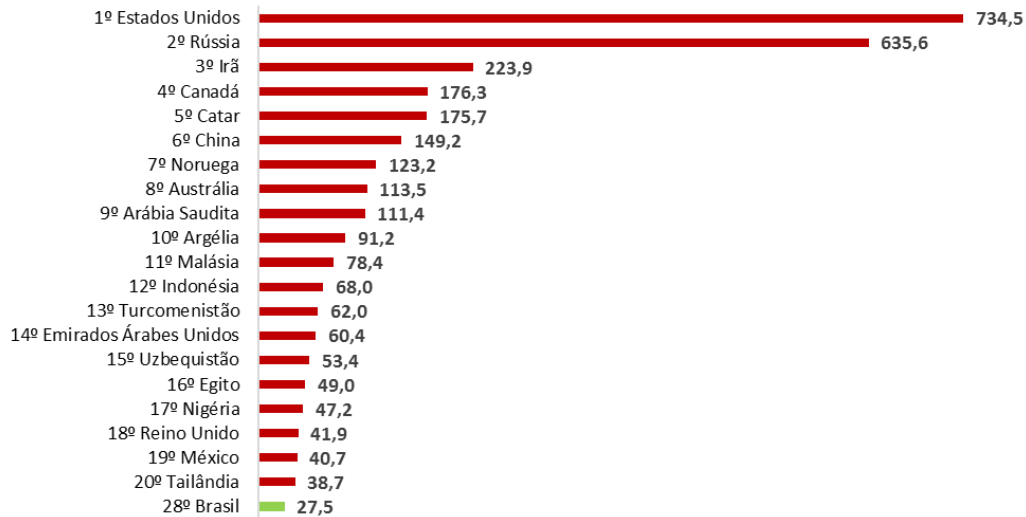
Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

A produção mundial do gás natural é liderada pelos Estados Unidos, com 734,5 bilhões de m<sup>3</sup> e 20% de representatividade mundial. Rússia, Irã e Canadá ocupam a segunda, terceira e quarta posição, produzindo 635,6, 223,9 e 176,3 bilhões de m<sup>3</sup> com 17,3%, 6,1% e 4,8% de representação. Já o Brasil ocupa a 28ª posição com 27,5 bilhões de m<sup>3</sup>, tendo muito a evoluir, principalmente na exploração não convencional/*shale gas*, como vem ocorrendo nos Estados Unidos e Canadá.

Graças aos avanços tecnológicos e melhorias de eficiência, as expectativas são bem favoráveis para os Estados Unidos. O país está em vias de atingir novos marcos na expansão de sua produção, tanto de petróleo como gás natural, nos próximos anos. O desenvolvimento tecnológico é um grande aliado na exploração de P&G.

### Maiores Produtores de Gás Natural (2017)

(em bilhões de m<sup>3</sup>)

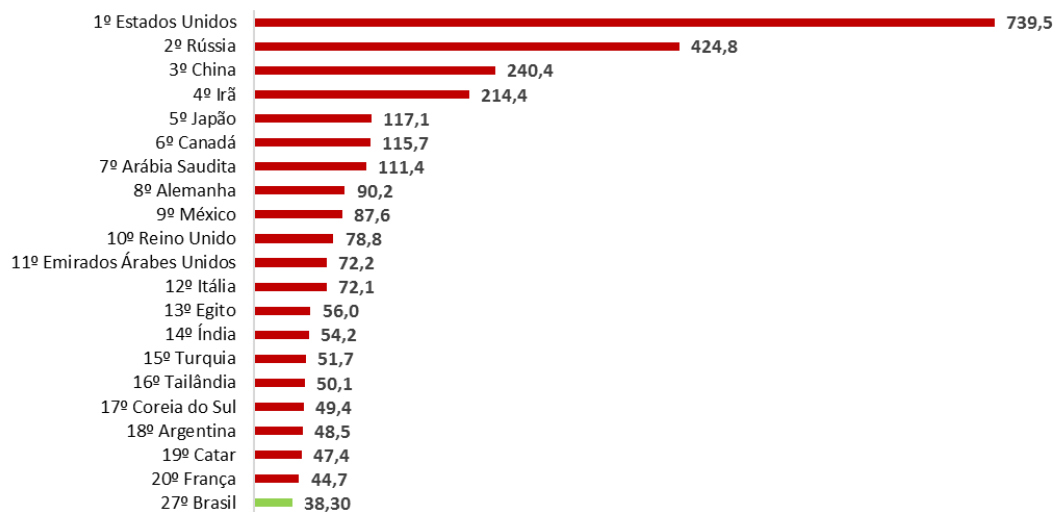


Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

Assim como no petróleo, os Estados Unidos são os maiores consumidores de gás natural com 739,5 bilhões de m<sup>3</sup> e 20% de todo o mercado global. A China e Rússia seguem na segunda e terceira posição com 424,8 e 240,4 bilhões de m<sup>3</sup>, representando 11% e 6% do total global. O Brasil ocupa a 27ª posição com 38,3 bilhões de m<sup>3</sup> consumidos em 2017.

### Maiores Consumidores de Gás Natural (2017)

(em bilhões de m<sup>3</sup>)



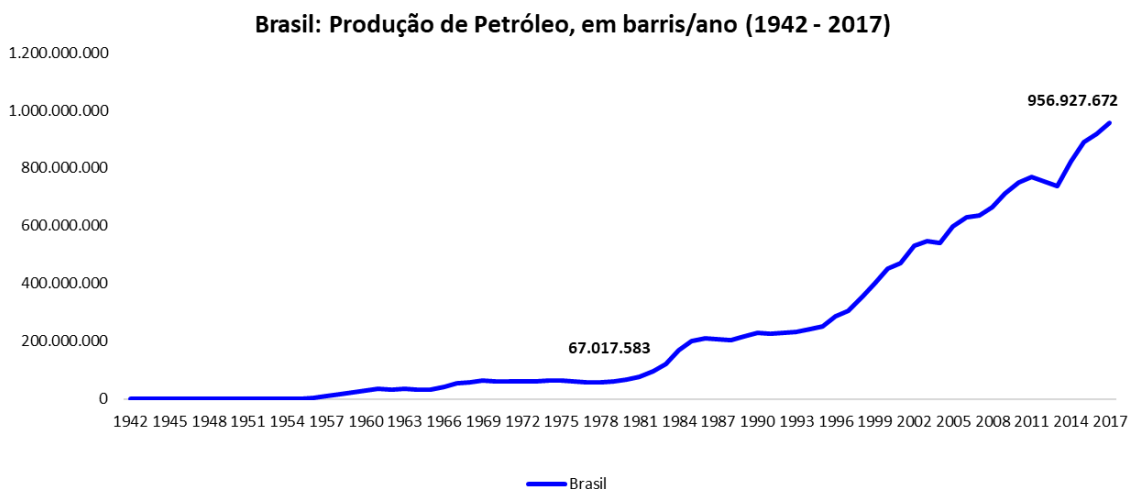
Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

### 3. Breve Panorama da Indústria de Petróleo e Gás no Brasil

#### 3.1 Produção

A indústria de petróleo e gás tem início no Brasil com a exploração comercial do poço Candeias-1, em 14 de dezembro de 1941. Durante muito tempo a produção foi exclusivamente *onshore*, mas estudos datados no final dos anos de 1960 mostravam que havia grandes reservas de petróleo *offshore*, bem maiores que as encontradas em terra. Desde então, a vocação da produção de petróleo do Brasil deslocou-se para a exploração no mar, distante da costa brasileira. A confirmação das descobertas *offshore* ocorreu em 1968 no campo de Guaricema (SE) e a primeira perfuração, também em 1968, na Bacia de Campos, no campo de Garoupa (RJ)<sup>1</sup>.

O gráfico abaixo mostra a evolução da produção de petróleo no Brasil de 1942 até 2017, com destaque para o ponto de inflexão, por volta do início dos anos de 1980.



Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

<sup>1</sup> Neto, José Benedito O. e Costa, Armando João D. A Petrobrás e a exploração de petróleo offshore no Brasil: um approach evolucionário. Rev. Bras. Econ. vol.61 no.1 Rio de Janeiro Jan./Mar. 2007. Disponível em [http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0034-71402007000100006](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0034-71402007000100006), acesso em 21/08/2017.

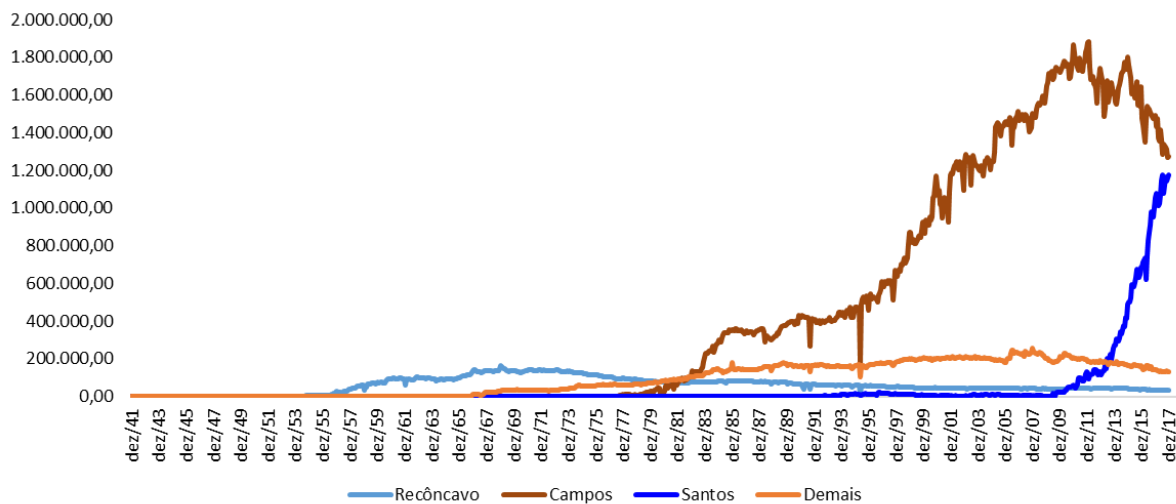
A produção no mar propiciou um salto de produção com a entrada em plena operação dos campos das bacias de Campos e Santos nos anos 80, cujos primeiros estudos remontam a décadas anteriores, como dito anteriormente.

Um salto quantitativo posterior veio com a descoberta de petróleo na camada de pré-sal. De acordo com Villela<sup>2</sup>, no ano de 2005, ocorrem os primeiros indícios da existência de petróleo no pré-sal na Bacia de Santos, no bloco BM-S-10 – Parati. Em 2007, a Petrobras anunciou a descoberta de petróleo na área de Tupi na Bacia de Campos, na camada denominada pré-sal, e em primeiro de maio de 2009 tem início a produção de petróleo nessa área.

O gráfico a seguir retrata a produção nas principais bacias brasileiras. A operação da bacia de Campos destaca-se a partir de 1983, já a produção na Bacia de Santos tem destaque a partir de 2012, com a produção do pré-sal.

### Evolução da Produção de Petróleo, por Bacia (1941-2017)

(Média Diária, bpd)



Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI

No período recente, percebe-se que a produção da Bacia de Santos (pré-sal) é crescente, enquanto a da Bacia de Campos é declinante, indicando que em breve a produção no pré-sal dominará o cenário de oferta de petróleo no Brasil. Um ponto importante nessa comparação e que direciona os atuais investimentos é que o óleo extraído do pré-sal é de melhor

<sup>2</sup> Villela, Marcos R. PUC-RIO.

qualidade, com grau API<sup>3</sup> em torno de 29, já o petróleo da Bacia de Campos é pesado, com grau API em torno de 22.

Em 2017, a produção nas bacias de Santos e Campos (*offshore*) correspondeu a 93,8% do total de produção de petróleo no Brasil. A Bacia de Campos respondeu por 48,8% e a Bacia de Santos por 45%.

No campo oposto, a participação das outras bacias tende a declinar, notadamente da produção *onshore* das bacias do Recôncavo e Potiguar.

### 3.2 Empregos

A geração de empregos no setor de petróleo no Brasil é um importante aspecto da atividade de exploração de petróleo. A tabela abaixo destaca a Bahia, que segue representativa no contexto nacional de empregos do setor. O Rio de Janeiro concentra 57% da mão de obra empregada, seguido de São Paulo e Bahia (12,7% e 7,6%, respectivamente). Há cerca de 80 mil empregos diretos no setor no Brasil, de acordo com dados da RAIS/MTE de 2017, com a geração de R\$ 14,7 bilhões em salários.

---

<sup>3</sup> Grau API é a medida da densidade de petróleo líquido estabelecida pelo *American Petroleum Institute* (API). O grau API relaciona-se com sua densidade em relação à água. Assim, um petróleo menos denso (dito “mais leve”) tem um grau API mais elevado. No Brasil, a ANP estabelece a seguinte classificação: petróleo leve:  $API \geq 31,1$ ; petróleo mediano:  $22,3 \leq API < 31,1$ ; petróleo pesado:  $10 < API < 22$  e Petróleo extrapesado:  $API < 10$ .  
Fonte: <http://dicionariodopetroleo.com.br/dictionary/grau-api/>, acesso em 13/12/2018.

### Indústria de Petróleo no Brasil, por Estados (2017)

Ranking	Estados	Empregados (em unid.)	%	Empresas (em unid.)	%	Massa Salarial (em R\$ milhões)	%
1	Rio de Janeiro	45.455	57,0	238	35,7	9.452	64,4
2	São Paulo	10.132	12,7	126	18,9	1.682	11,5
<b>3</b>	<b>Bahia</b>	<b>6.090</b>	<b>7,6</b>	<b>63</b>	<b>9,5</b>	<b>949</b>	<b>6,5</b>
4	Paraná	5.032	6,3	26	3,9	430	2,9
5	Espírito Santo	2.535	3,2	22	3,3	501	3,4
6	Rio Grande do Norte	2.317	2,9	29	4,4	436	3,0
7	Sergipe	1.821	2,3	18	2,7	329	2,2
8	Minas Gerais	1.661	2,1	26	3,9	252	1,7
9	Rio Grande do Sul	1.412	1,8	15	2,3	212	1,4
10	Amazonas	1.172	1,5	16	2,4	205	1,4
11	Alagoas	690	0,9	9	1,4	56	0,4
12	Santa Catarina	537	0,7	18	2,7	48	0,3
13	Ceará	473	0,6	17	2,6	89	0,6
14	Maranhão	146	0,2	6	0,9	16	0,1
15	Pará	111	0,1	8	1,2	7	0,0
	Demais	195	0,2	29	4,4	6	0,0
	<b>Total</b>	<b>79.779</b>	<b>100,0</b>	<b>666</b>	<b>100,0</b>	<b>14.671</b>	<b>100,0</b>

Fonte: MTE. Elaboração FIEB/SDI

CNAE's Utilizados

6000 Extração de petróleo e gás natural

9106 Atividades de apoio à extração de petróleo e gás natural

19217 Fabricação de produtos do refino de petróleo

19225 Fabricação de outros produtos derivados do petróleo, exceto produtos do refino

28518 Fabricação de máquinas e equipamentos para a prospecção e extração de petróleo, peças e acessórios

### 3.3 Royalties<sup>4</sup>

Quanto ao pagamento de royalties, verifica-se que a maior parte do valor distribuído fica com o estado do Rio de Janeiro, por conta da exploração de petróleo nas duas maiores bacias *offshore*, Campos e Santos, que estão localizadas em grande parte nesse estado. O Rio de Janeiro ficou com 35,6% (R\$ 5,5 bilhões) em 2017, seguido por São Paulo e Espírito Santo (8,4% e 8,2%, respectivamente). A Bahia recebeu em 2017 cerca de R\$ 368 milhões de pagamento de royalties, perfazendo 2,4% do total pago no ano (o pagamento de royalties para a Bahia será detalhado em tópico sobre o tema).

<sup>4</sup> Ver definição de Royalties e Participações especiais na página 24.

**Brasil: Pagamento de Royalties do Petróleo e Gás, União e Estados (2014 - 2017)**

(em mil R\$)

Ranking	União/Estados	2014	2015	2016	2017
1	Rio de Janeiro	6.622.955	4.779.592	4.110.220	5.451.798
2	São Paulo	1.101.552	1.076.398	942.714	1.287.456
3	Espírito Santo	1.708.849	1.275.767	1.031.829	1.258.347
4	<b>Bahia</b>	<b>515.876</b>	<b>347.260</b>	<b>339.863</b>	<b>367.564</b>
5	Rio Grande do Norte	551.553	388.455	289.750	322.265
6	Amazonas	314.905	225.805	189.920	234.606
7	Sergipe	376.444	258.508	205.866	229.321
8	Alagoas	118.302	96.997	91.864	96.041
9	Maranhão	68.176	45.419	55.038	67.252
10	Rio Grande do Sul	114.675	77.542	47.876	66.430
11	Ceará	57.358	43.141	42.252	61.929
12	Santa Catarina	66.048	44.067	30.370	45.665
13	Pernambuco	74.880	49.400	39.430	42.030
14	Paraíba	31.132	25.683	23.931	31.722
15	Minas Gerais	21.942	16.839	11.983	13.322
16	Paraná	10.910	6.949	5.184	8.551
17	Pará	1.979	1.238	833	1.413
18	Amapá	349	219	147	249
	União	5.219.231	3.910.222	3.344.741	4.317.714
	Outros <sup>1</sup>	1.553.865	1.194.429	1.024.960	1.396.310
	<b>Total</b>	<b>18.530.981</b>	<b>13.863.930</b>	<b>11.828.770</b>	<b>15.299.985</b>

(1) Depósitos Especiais, Fundo Especial e Educação e Saúde

Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI

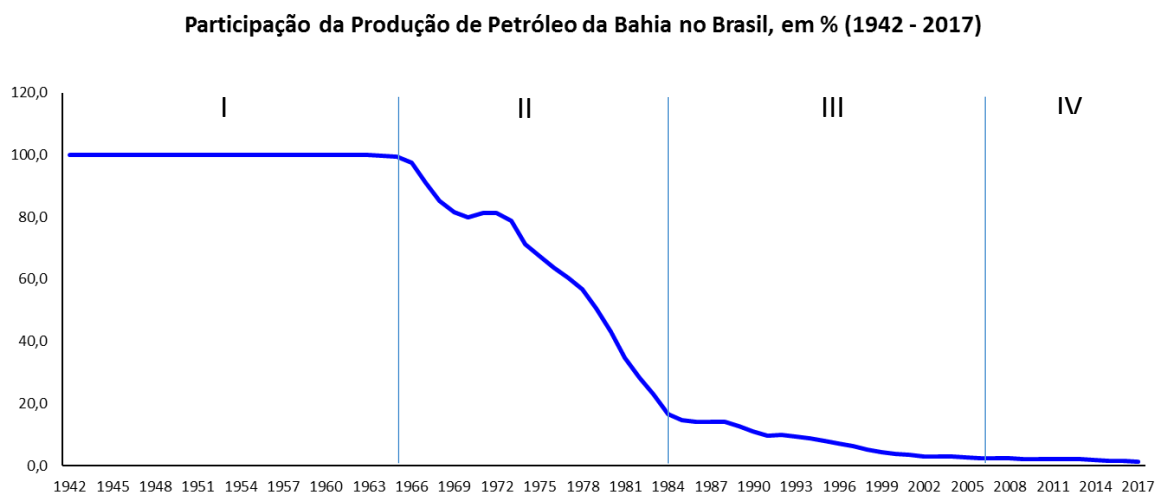
## 4. Características da Indústria de Petróleo e Gás na Bahia

### 4.1 Extração e Produção de Petróleo

#### 4.1.1 Produção

A Bahia é o berço da exploração de petróleo no Brasil e continuou com exclusividade na produção até abril de 1960, quando teve início a produção no Rio Grande do Norte.

O gráfico a seguir mostra a participação da Bahia no total da produção do Brasil desde 1942 até 2017. A participação da Bahia pode ser dividida em 4 fases: (i) domínio absoluto da produção brasileira; (ii) fase de declínio rápido; (iii) declínio mais leve chegando a patamares muito baixos e (iv) declínio total e perda de relevância no contexto da produção brasileira.



Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

A primeira fase durou desde a exploração comercial do poço de Candeias (1941) até 1966, quando a Bahia respondia por quase a totalidade da produção brasileira. A segunda fase inicia com a entrada dos campos do Rio Grande do Norte, Alagoas e principalmente com a maior produção do Espírito Santo, que inicia a produção terrestre em 1967 e, em 1968, é perfurado o primeiro poço *offshore* na costa desse estado. Essa fase é completada com a descoberta e exploração da bacia de Campos. Em 1974, é descoberta a produção de petróleo em Campos e a produção se intensifica na década de 80.



A terceira fase é marcada pelo aumento da produção nas bacias de Campos e de Santos. Em adição, no final de 1991, tem início a produção na bacia de Santos, ainda sem o pré-sal.

Por fim, a quarta fase vem com a descoberta e a produção do pré-sal. Com o pré-sal, a Bahia perde qualquer relevância no cenário nacional, passando a representar cerca de 1,2% da produção nacional. Veja-se que a produção de pré-sal é de alto desempenho, como atesta nota da Petrobras:

*“Um dado que mostra, comparativamente, a alta produtividade do pré-sal é que a companhia precisou, em 1984, de 4.108 poços produtores para chegar à marca de 500 mil barris diários. No pré-sal, chegamos ao dobro desse volume de produção com a contribuição de apenas 52 poços. O volume expressivo produzido por poço no pré-sal da Bacia de Santos, em torno de 25 mil barris de petróleo por dia, está muito acima da média da indústria. Dos dez poços com maior produção no Brasil, nove estão localizados nessa área. O mais produtivo está no campo de Lula, com vazão média diária de 36 mil barris de petróleo por dia<sup>5</sup>.”*

Ou seja, somente um poço do pré-sal produz mais que a totalidade da produção diária da Bahia<sup>6</sup> em 1.316 poços (2017). Portanto, essa fase é marcada por uma perda de relevância no mercado nacional.

Considerando apenas a produção local, os gráficos nas páginas seguintes mostram o volume histórico de produção da Bahia, nas perspectivas da quantidade total de barris por ano.

A produção baiana cresceu rapidamente nos anos da década de 1950, quando passou de um patamar abaixo de 1.000 barris/dia para alcançar 10.000 barris/dia em 1956. O auge da produção nos campos baianos aconteceu em janeiro de 1969, quando a média mensal diária foi de cerca de 165 mil barris/dia (a média anual foi de 142.844 barris/dia, ver gráfica abaixo).

No entanto, a produção não se estabilizou nesse patamar e caiu rapidamente. Na década de 80, alcançou nível de produção entre 80-60 mil barris/dia. A partir de 2015, no entanto, a produção baiana tem apresentado quedas sucessivas, ficando abaixo dos 40 mil barris/dia

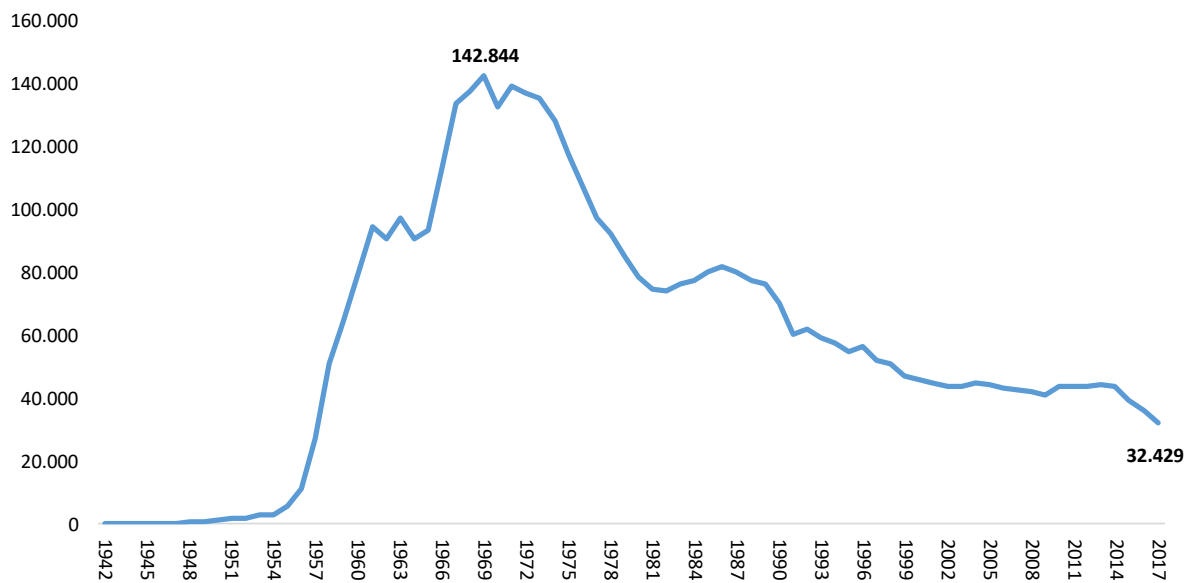
---

<sup>5</sup> Fonte Petrobras, em <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>, acesso em 05/12/2018.

<sup>6</sup> Produção média da Bahia em 2017 alcançou 32,4 mil barris/dia (Dados da ANP).

(atualmente chega a níveis muito baixos, de 29,2 mil barris/dia na média de setembro de 2018).

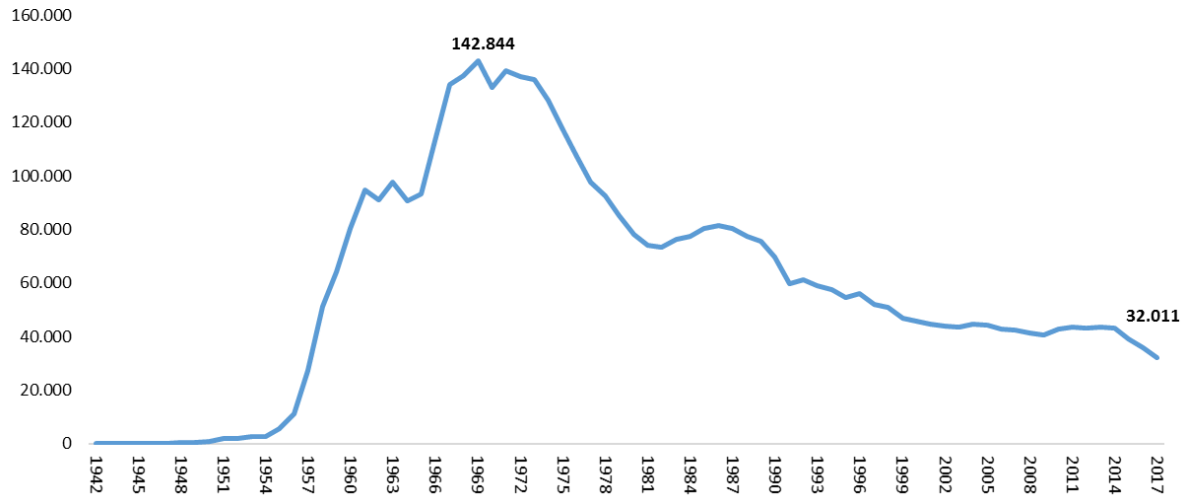
**Bahia: Produção de Petróleo, média anual em barris/dia (1942 - 2017)**



Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

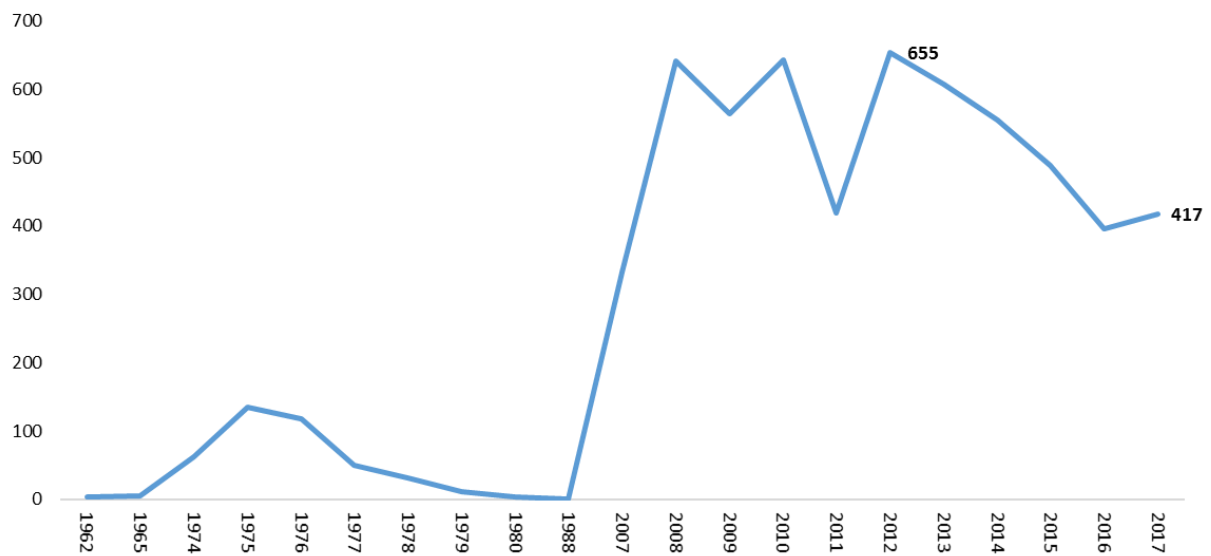
Os gráficos seguintes apresentam a produção por bacia da Bahia. A produção no Recôncavo sempre foi dominante, nunca inferior a 98% do total produzido. No entanto, certamente há petróleo nas outras bacias, mas faltam investimentos e incentivos para pesquisa e exploração.

**Recôncavo: Produção de Petróleo, média anual em barris/dia (1942 - 2017)**



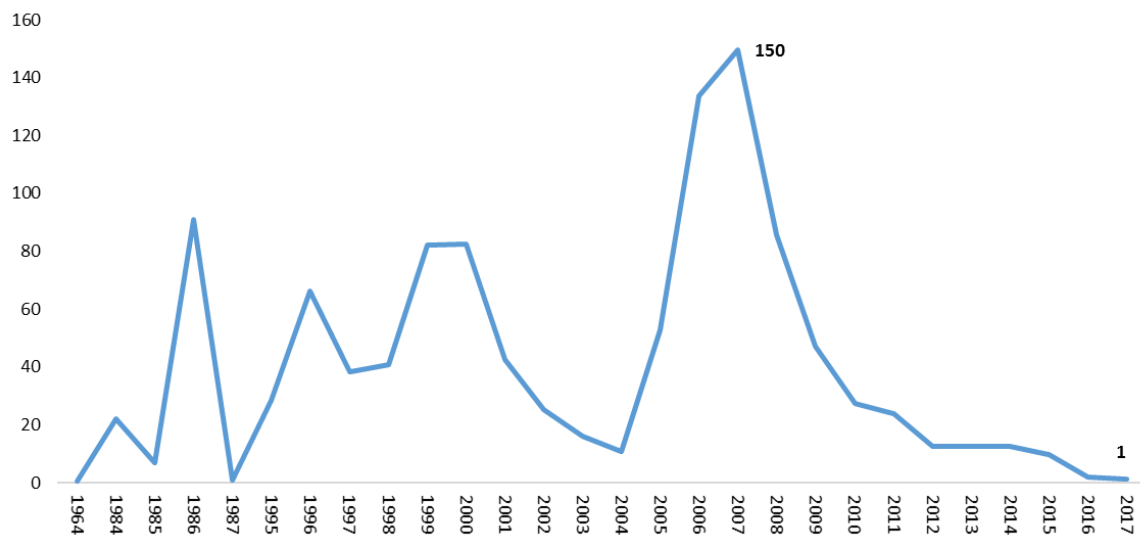
Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

**Camamu: Produção de Petróleo, média anual em barris/dia (1962 - 2017)**



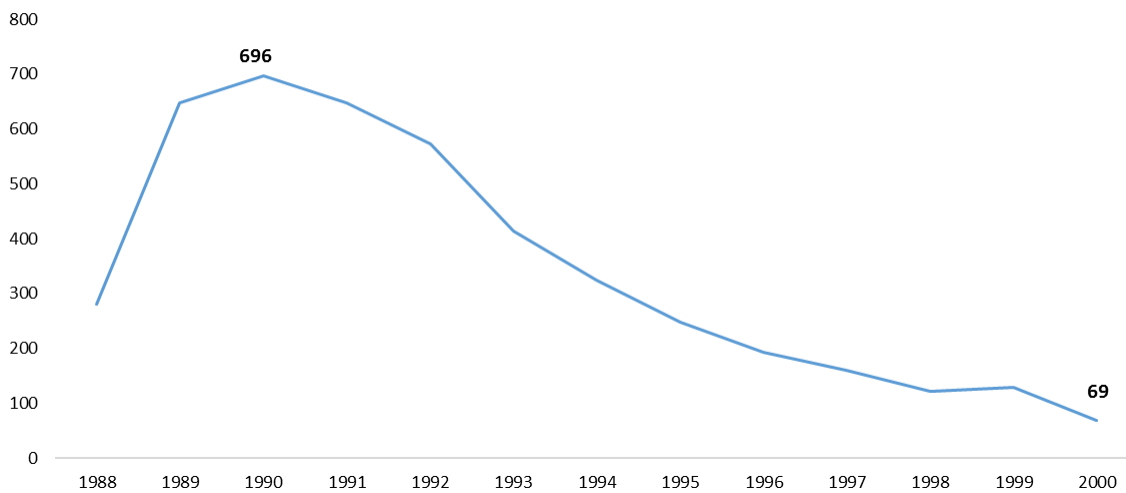
Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

**Tucano: Produção de Petróleo, média anual em barris/dia (1962 - 2017)**



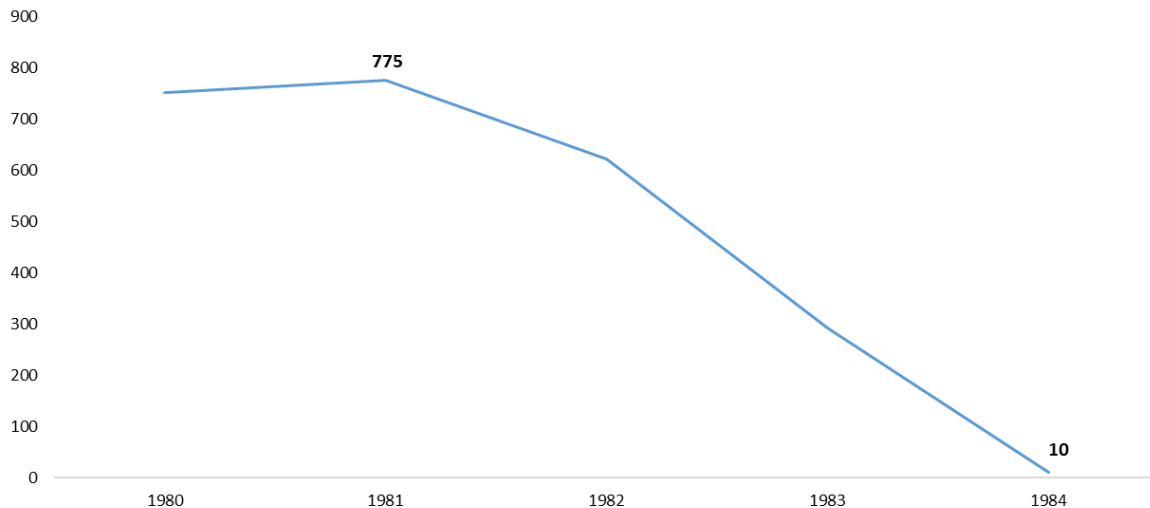
Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

**Mucuri: Produção de Petróleo, média anual em barris/dia (1988 - 2000)**



Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

**Jequitinhonha: Produção de Petróleo, média anual em barris/dia (1980 - 1984)**



Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

A exploração e descobertas de novos poços são fundamentais para o futuro da indústria na Bahia. No entanto, há também nesse quesito um declínio da exploração de poços.

Tomando o ano de referência de 2005, havia 1.828 poços em produção, caindo para 1.316 em 2017. Nesses poços, em 2005, foram produzidos 16,1 milhões de barris de petróleo no ano, caindo para 11,8 milhões em 2017. Além do declínio natural, muitos poços pouco produtivos foram desativados/hibernados.

#### 4.1.2 Reservas

A tabela a seguir apresenta os dados oficiais da ANP sobre as reservas (provadas e totais) da Bahia na comparação dos anos de 2000, 2011 e 2017. Em 2000, a Bahia possuía 272,9 milhões de barris em reservas descobertas<sup>7</sup>, distribuídos em 22,4 milhões barris no mar e 250,5 milhões de barris em terra. Depois de 11 anos, a quantidade de reserva subiu bastante, para 724,9 milhões de barris. No entanto, de 2011 até 2017, houve um declínio considerável nas reservas totais, caindo mais da metade (-57%), alcançando 314,7 milhões barris<sup>8</sup>. Observa-se

<sup>7</sup>São reservas Provadas, Prováveis e Possíveis (3P), com alta probabilidade de serem recuperadas ao nível de preço do barril. Ver site: [http://www.anp.gov.br/images/DADOS\\_ESTATISTICOS/Reservas/Boletim\\_Reservas\\_2017.pdf](http://www.anp.gov.br/images/DADOS_ESTATISTICOS/Reservas/Boletim_Reservas_2017.pdf), acesso em 05/12/2018.

<sup>8</sup> É preciso analisar mais detidamente esses dados: não houve essa “perda” de reservas, aqui temos uma mudança de metodologia na contagem das reservas que considera, entre outras coisas, o preço do barril no

na tabela abaixo que em 2017 as reservas provadas foram menores do que em 2000. Embora a relação reservas provadas x produção, que hoje está em 14,5 anos, seja maior que em 2000 (quando era 12,5 anos), esse fato decorre da menor produção atual, que é 30% menor que em 2000 (caso fosse mantida aquela produção, essa relação cairia para cerca de 10 anos).

**Bahia: Comparativo - Reservas x Produção Petróleo (2000 - 2017)**

	2000	2011	2017
<b>Reservas x Produção (milhões barris)</b>			
Reservas Provadas (a)	210,6	325,6	171,9
Reservas Totais (b)	272,9	724,9	314,7
Produção Anual (c)	16,9	16,0	11,8
<b>Relação (anos)</b>			
Provadas x Produção (a/c)	12,5	20,4	14,5
Totais x Produção (b/c)	16,2	45,3	26,6

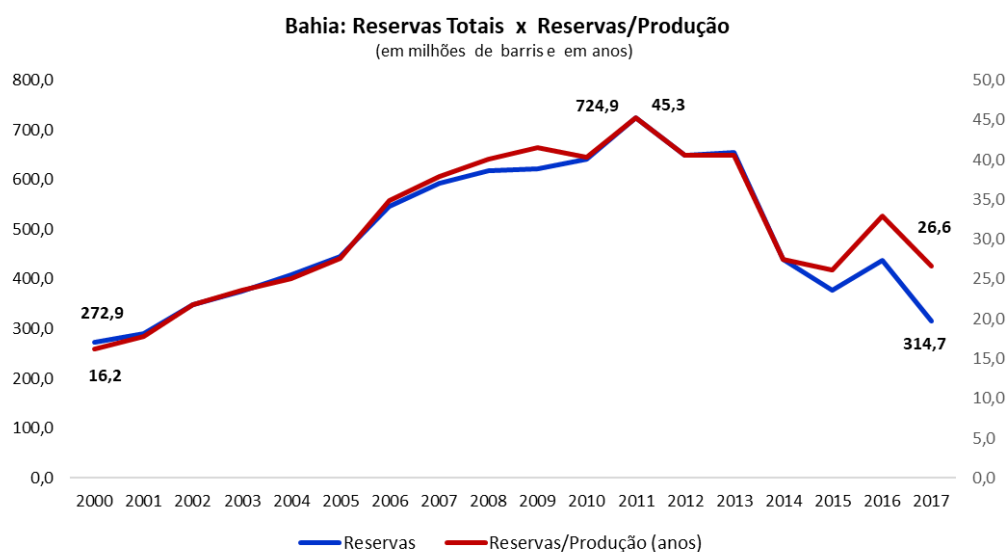
Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

De acordo com o boletim da ANP (31/03/2018), as reservas de petróleo na Bahia estão localizadas (praticamente em sua totalidade) na Bacia do Recôncavo e em Camamu.

O gráfico a seguir complementa a tabela anterior, mostrando a evolução das reservas totais da Bahia em comparação com o número de anos para a exaustão. Vê-se que até 2011 (ano do auge) o nível de reservas era crescente, caindo abruptamente a partir dessa data<sup>9</sup>. A redução do nível das reservas revela também a falta de investimentos no setor, tanto em prospecção de novos campos quanto na adoção de novos métodos de recuperação dos campos existentes.

momento da apuração do montante das reservas. De qualquer forma, importante considerar é que há um declínio das reservas, nos preços atuais do barril de petróleo, o que revela também a redução do nível dos investimentos.

<sup>9</sup> Ver nota anterior (nota 8) sobre a redução do nível das reservas.



Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

Embora haja declínio acentuado da atividade de petróleo na Bahia, o montante de riqueza a ser extraído nos campos do estado ainda é considerável. A título ilustrativo, caso o volume de reservas fosse recuperado e monetizado em sua totalidade aos níveis atuais do barril, de cerca de US\$ 57,71 (Brent)<sup>10</sup>, seria gerada uma riqueza bruta da ordem de US\$ 18 bilhões, ou seja, na taxa de câmbio atual (R\$/US\$ = 3,79, média mensal de novembro/2018<sup>11</sup>), teríamos um montante da ordem de R\$ 68 bilhões.

Deve-se considerar que o custo de produção no Recôncavo é relativamente baixo. Assim, esses valores são ainda mais expressivos na medida em que geram todo um encadeamento de investimentos, onde a produção local pode absorver grande parte dessa riqueza. De acordo com estudo da FIEB<sup>12</sup>, para cada emprego direto são gerados 9 empregos indiretos e mais 37 por efeito-renda. O possível incremento da produção de petróleo e gás promove também efeitos na geração de Massa Salarial, Royalties e Impostos<sup>13</sup>.

<sup>10</sup> Cotação do dia 30/11/2018. Fonte: Index Mundi.

<sup>11</sup> Fonte: Banco Central, Séries Temporais.

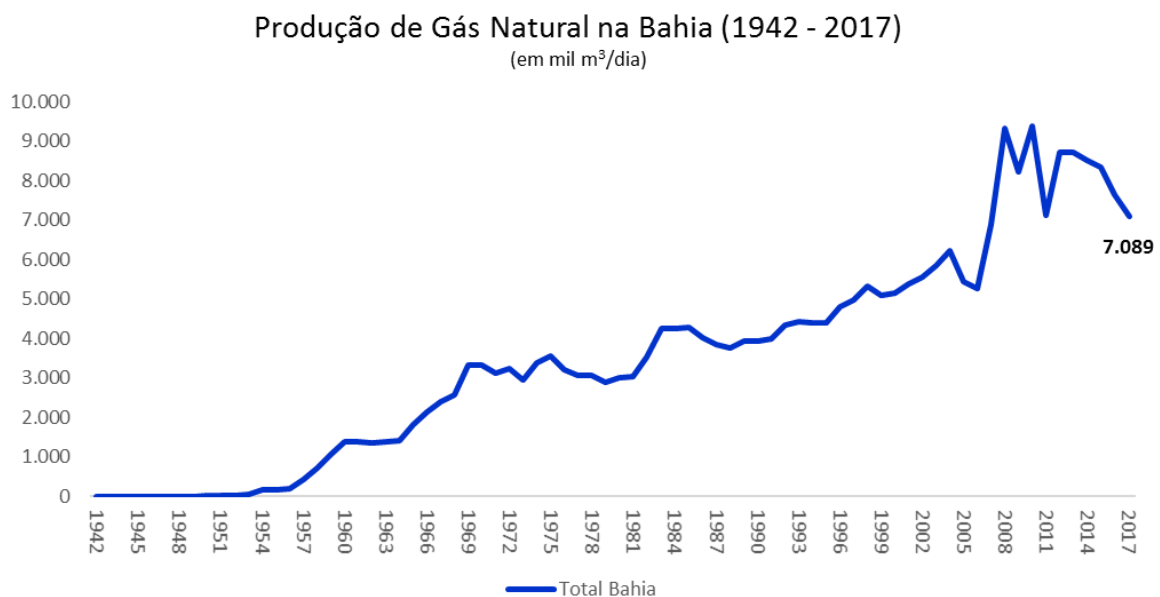
<sup>12</sup> FIEB – Superintendência de Desenvolvimento Industrial: Aumento da Produção de Petróleo nos Campos Maduros da Bahia - Estimativas de Impactos – Versão Atualizada, 2017.

<sup>13</sup> O estudo da FIEB (op. cit.) estimou impactos significativos de aumento do emprego, arrecadação e geração de salários com o aumento da produção dos campos maduros da Bahia. Viu-se que em um cenário moderado (com o aumento de 23 mil barris/dia na região) é possível gerar um adicional de cerca de 25 mil empregos (diretos,

## 4.2 Extração e Produção de Gás Natural

### 4.2.1 Produção de Gás Natural

Assim como a exploração do petróleo, a produção de gás natural na Bahia é bastante antiga e remonta a década de 1940, quando foram explorados comercialmente os primeiros poços em terra no Recôncavo. Essa produção em terra alcançou o ápice nos anos 2000, passando a declinar rapidamente. Em 2007, entrou em operação comercial a produção *offshore* de Camamu, com um volume significativo de gás natural, atualmente da ordem de 4,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O gráfico a seguir apresenta a evolução da produção de gás natural na Bahia no período de 1942 a 2017.



Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

Notas: O valor total da produção inclui os volumes de reinjeção, queimas e perdas e consumo próprio de gás natural.

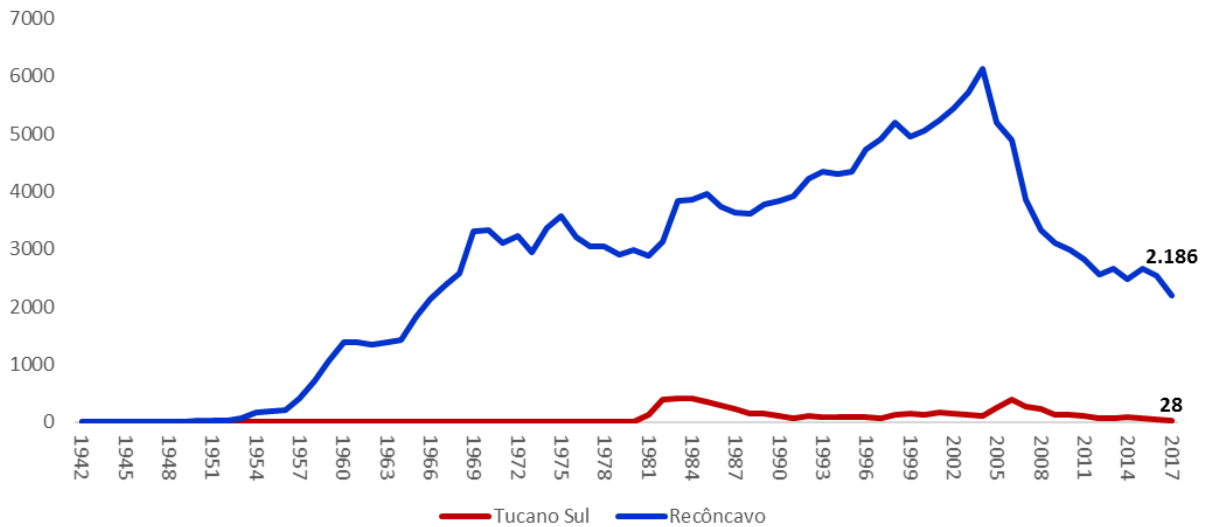
Atualmente a produção em terra na Bahia está dividida no Recôncavo e na bacia de Tucano Sul. O volume produzido no Recôncavo alcançou 798 milhões de m<sup>3</sup>/ano, equivalente a 2,186 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2017.

indiretos e efeito-renda), cerca de R\$ 268,3 milhões em royalties por ano para a economia da Bahia (Estado e municípios envolvidos na produção) e R\$ 668,6 milhões por ano em salários.



### Produção de Gás Natural Onshore na Bahia (1942 - 2017)

(em mil m<sup>3</sup>/dia)

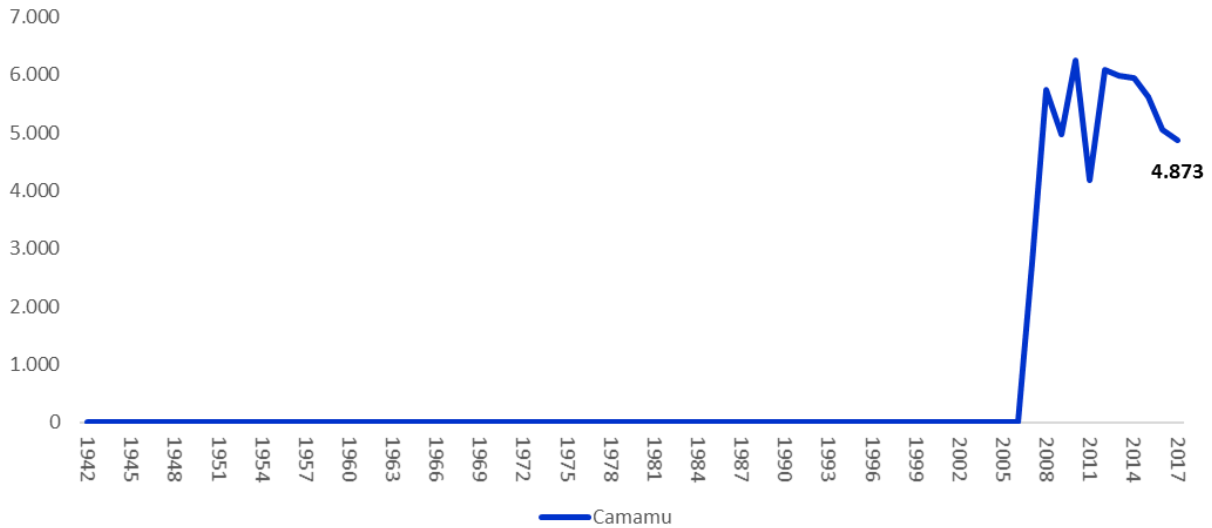


Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

Com dados de agosto de 2018, havia 1.289 poços produzindo gás natural associado e não associado em terra nos principais campos produtores de gás na Bahia, que são: Miranga (374 mil m<sup>3</sup>/dia); Socorro (272 mil m<sup>3</sup>/dia); Araçás (248 mil m<sup>3</sup>/dia); Candeias (152 mil m<sup>3</sup>/dia); Tangará (151 mil m<sup>3</sup>/dia); Jandaia (144 mil m<sup>3</sup>/dia) e Cexis (104 mil m<sup>3</sup>/dia). Esses poços produziram 71,2% do volume total de gás *onshore* na Bahia no mês de agosto de 2018 (2.027 mil m<sup>3</sup>/dia), todos eles estão situados na Bacia do Recôncavo, que respondeu por 98,7% do total *onshore* produzido no mês.

A produção de gás no mar na Bahia está basicamente situada na Bacia de Camamu, no campo de Manati, cujo exploração teve início em 2007. O gráfico a seguir mostra a evolução histórica na produção *offshore* da Bahia.

Produção de Gás Natural Offshore na Bahia (1942 - 2017)  
(em mil m<sup>3</sup>/dia)



Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

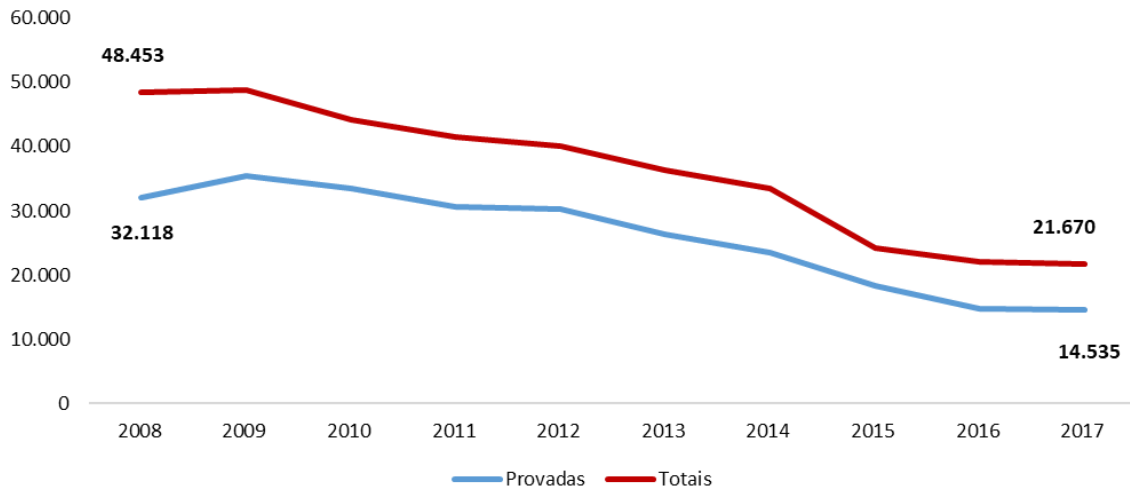
Com dados recentes de agosto de 2018, foram produzidos no mar um montante de 5.160 mil m<sup>3</sup>/dia (99,5% em Manati).

#### 4.2.2 Reservas de Gás

As reservas de gás na Bahia têm declinado ao longo dos últimos anos. O gráfico a seguir mostra que, em 2017, as reservas totais caíram para menos da metade do registrado em 2008, acontecendo o mesmo com as reservas provadas.

### Bahia - Gás Natural: Reservas Provadas x Totais

(em milhões m<sup>3</sup>)

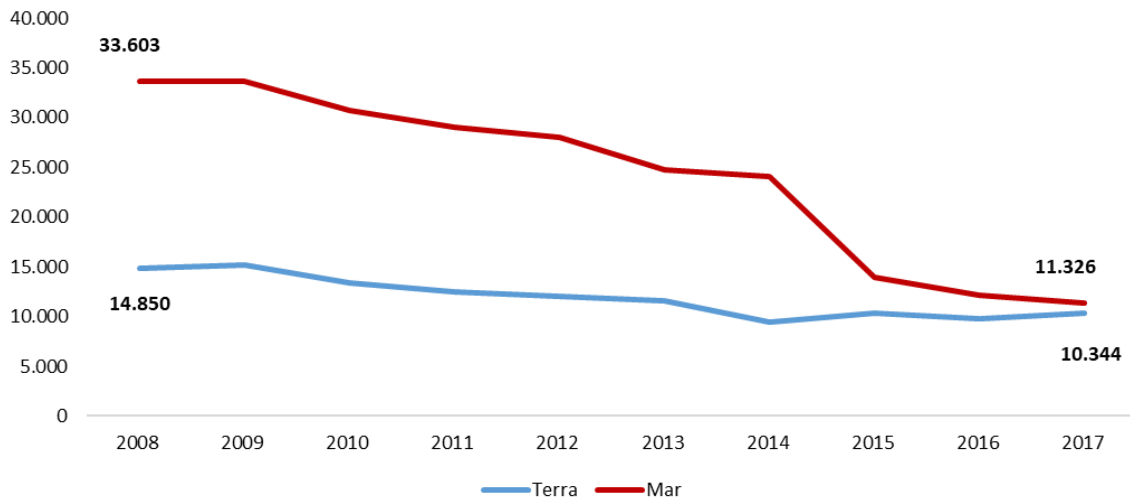


Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

Analisando de modo desagregado, vê-se que a queda das reservas totais de gás natural se deu de forma mais acentuada no mar, conforme gráfico abaixo.

### Bahia - Gás Natural: Reservas Totais em Terra e no Mar

(em milhões m<sup>3</sup>)



Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

#### 4.2.3 Relação Reservas/Produção

O quadro abaixo apresenta a relação entre o nível de reservas e a produção, resultando na estimativa em anos de exaustão das reservas.

#### Bahia: Comparativo - Reservas x Produção de Gás Natural (2001 - 2017)

	Antes de Camamu 2001	Entrada Camamu 2007	Atual 2017
<b>Reservas x Produção (milhões m<sup>3</sup>)</b>			
Reservas Provadas (a)	22.857	34.893	14.535
Reservas Totais (b)	36.493	51.282	21.670
Produção Anual (c)	1.967	2.646	2.587
<b>Relação (anos)</b>			
Provadas x Produção (a/c)	11,6	13,2	5,6
Totais x Produção (b/c)	18,6	19,4	8,4

Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

A tabela apresentada na página anterior mostra uma preocupante relação reservas provadas/produção. De acordo com dados da ANP, as reservas em mar na Bahia apareceram mais evidentes a partir de 2002, por isso a tabela apresenta o ano de 2001 como partida para a análise. Por sua vez, a produção em mar aumentou significativamente com a entrada em operação do campo de Manati em 15/01/2007. Portanto, essas datas formam parâmetros para análise. Antes de Camamu, a relação Reservas Provadas (RP) x Produção (P) alcançava 11,6 anos e a de Reservas Totais (RT) era de 18,6 anos. Vê-se que mesmo com o aumento da produção (em cerca de 35%), a relação em ambos os critérios aumentou, passando para 13,6 anos e 19,4 anos, respectivamente. Após 10 anos, em 2017, essa relação seguiu um curso preocupante, caindo para 5,6 anos e 8,4 anos, respectivamente<sup>14</sup>. Esse fato está associado a redução dos investimentos na prospecção de novos campos/poços e na recuperação dos poços maduros.

<sup>14</sup> Ver nota (8) sobre a metodologia de contagem das reservas.

Estudos comprovam que há ainda um potencial elevado de gás natural na Bahia, considerando a exploração de gás não-convencional e também convencional em terra. De acordo com o estudo “Exploração e produção de gás natural em terra no Estado da Bahia: Benefícios econômicos e sociais<sup>15</sup>”, coordenado pelo prof. Edmar de Almeida, vê-se que:

*“O amplo conhecimento geológico da Bacia, a grande quantidade de poços existentes e a excelente infraestrutura petrolífera da região coloca a Bacia do Recôncavo como alvo prioritário da pesquisa para produção de óleo e gás não-convencional. As primeiras estimativas da Anp apontaram um potencial aproximado de 20 TCFs (566 BMCs) de recursos recuperáveis na Bacia do Recôncavo. Já a bacia de Tucano ainda é uma bacia pouco explorada com potencial de gás convencional. Segundo do serviço geológico americano (USGS) existe um potencial de cerca de 3 TCFs (85 bmc) de recursos convencionais a serem descobertos na Bacia do Tucano.”*

Segundo estudo do Prof. Edmar de Almeida, os números para a reservas de gás natural não convencional na Bahia são de 566.000 milhões de m<sup>3</sup> (Bacia do Recôncavo) e de 85.000 milhões de m<sup>3</sup> de gás convencional na Bacia de Tucano, ou seja, no total, cerca de 30 vezes as reservas conhecidas hoje em terra na Bahia.

Outro fato que o autor levanta é que o Recôncavo possuiu uma excelente infraestrutura para a produção imediata desse montante de gás. A Bahia oferece condições propícias para o desenvolvimento da produção de gás. Conforme nota da Petrobras<sup>16</sup>, a Bahia é servida por 7 grandes gasodutos, a saber: Gaseb, Santiago-Camaçari 14, Santiago-Camaçari 18, Candeias-Camaçari 12, Candeias-Camaçari 14, Candeias-Aratu 14, Candeias-Dow-Aratu-Camaçari. O gasoduto Gaseb percorre 230 km de extensão entre Atalaia, em Sergipe, a Catu, na Bahia. Os gasodutos Santiago-Camaçari 14 e 18 ligam Catu a Camaçari, com uma extensão de 33 km. Dois gasodutos fazem a ligação entre Candeias e Camaçari, um com 12” de diâmetro tem 37 km de extensão e o outro com 14” percorre 47,2 km. O Candeias-Aratu 14 tem um trecho de

---

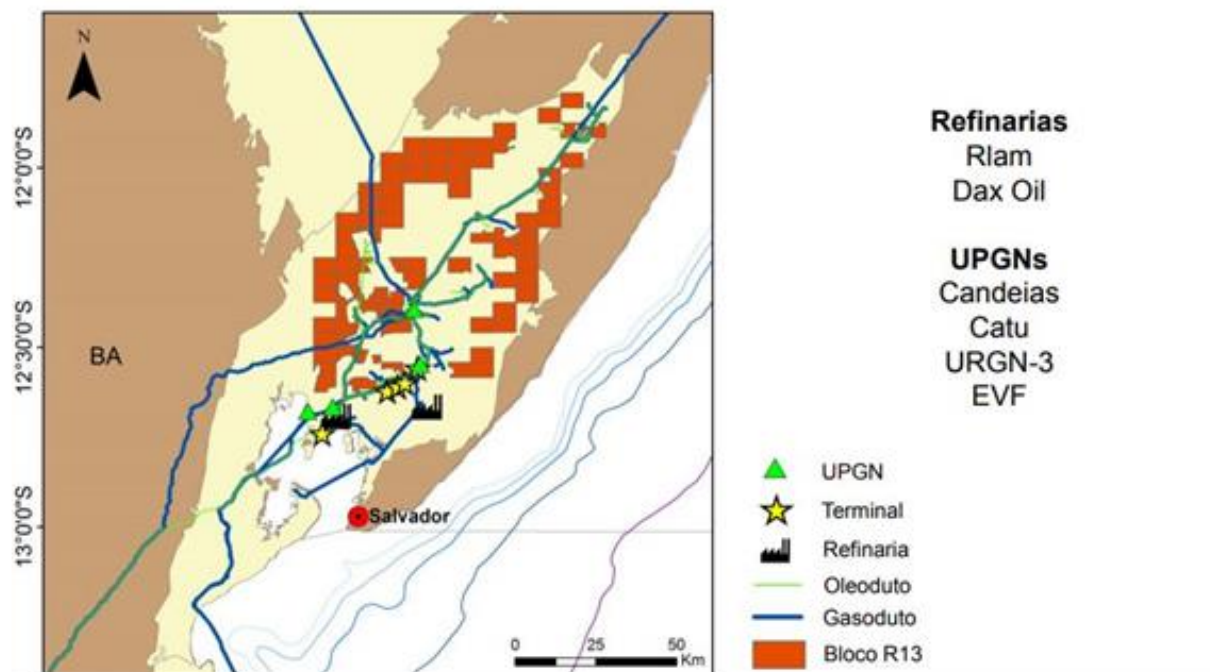
<sup>15</sup> Almeida, Edmar (Coordenador). Exploração e produção de gás natural em terra no Estado da Bahia: Benefícios econômicos e sociais. Rio de Janeiro, 2015. Estudo elaborado para a CNI.

<sup>16</sup> Fonte: Petrobras. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/gasodutos/salvador.htm>, acesso em 25/10/2018.

21 km entre as duas cidades. O Candeias-Dow-Aratu-Camaçari percorre 42 km entre os municípios de São Francisco do Conde e Camaçari.

Na figura abaixo, vê-se alguns aspectos da infraestrutura da Bahia, onde se destacam duas refinarias e 4 unidades de UPGN (Unidades de Processamento de Gás Natural).

### Infraestrutura Disponível na Bacia do Recôncavo



Fonte: ANP (2015)

#### 4.2.4 Uso do Gás Natural na Bahia

Como foi apresentado, a produção diária de gás natural na Bahia está na ordem de 7 milhões m<sup>3</sup>/dia. Com dados até julho de 2018, esse gás foi produzido e consumido conforme se vê no balanço de oferta e demanda de gás no estado apresentado na tabela abaixo. Destacam-se dois pontos: (i) no lado da oferta, as importações de GNL, com média 3,47 milhões m<sup>3</sup>/dia, mais de 1/3 da oferta disponível e (ii) no lado da demanda, o consumo de gás por termelétricas, com estimativas de 3,5 milhões m<sup>3</sup>/dia.

Os dados apresentados mostram que há demanda elevada por gás natural na Bahia, que está sendo suprida por importações de GNL, que é uma fonte cara.

### Balanço de Gás Natural na Bahia 2018

(média até julho - em mil m<sup>3</sup>/dia)

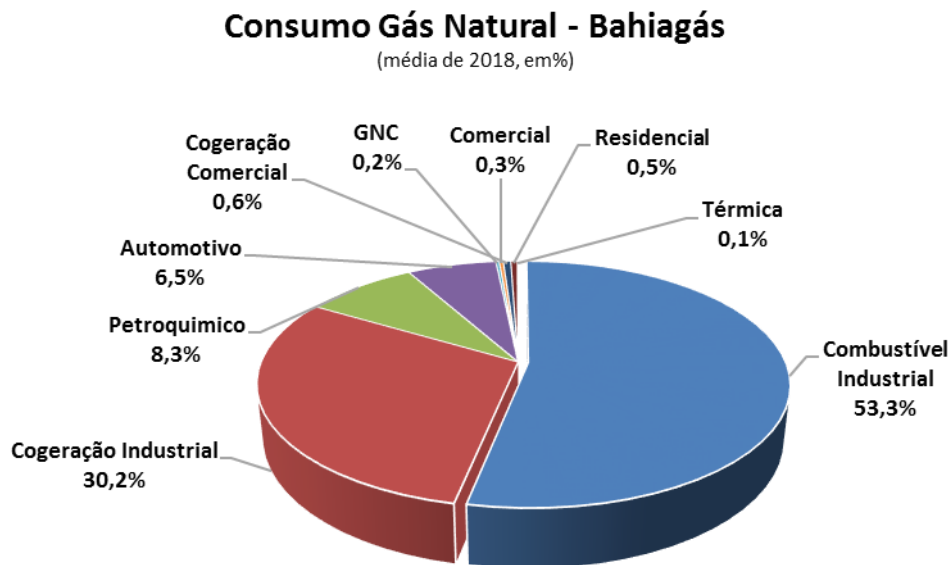
OFERTA LOCAL		DEMANDA LOCAL	
Produção Local	6.950,0	Demanda Bahiagás	3.823,3
(-) Reinjeção	612,4	Combustível Industrial	2.035,1
(-) Queima e Perdas	67,2	Cogeração Industrial	1.170,1
(-) Consumo E & P	245,1	Petroquímico	314,3
		Automotivo	245,4
Subtotal Produção Local	6.025,3	GNC	9,2
		Comercial	11,4
Importação GNL	3.475,6	Cogeração Comercial	21,4
		Residencial	16,5
		FAFEN - BA	1.232,0
		RLAM	976,4
		Termelétricas (estimativa)	3.469,1
<b>Total Oferta Local</b>	<b>9.500,9</b>	<b>Total Demanda Local</b>	<b>9.500,9</b>

Fontes: ANP e MME

Termelétricas: UTE Chesf; UTE Rômulo Almeida e UTE Celso Furtado

Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

O gráfico seguinte mostra em percentual as vendas da Bahiagás, onde se destaca o consumo de combustível industrial, com mais da metade das vendas.



Fonte: Bahiagás. Elaboração FIEB/SDI.

Para que haja a expansão da produção e, conseqüentemente, maior oferta para o consumo de gás natural na Bahia é preciso que, em primeiro lugar, haja um debate técnico, desapaixonado, sobre o licenciamento ambiental do fraturamento hidráulico e da produção de gás não-convencional. Outro ponto a discutir diz respeito à criação do mercado livre de gás, onde consumidores poderão comprar no mercado spot, de curto prazo.



## 5. Panorama Econômico e Social da Indústria de Petróleo e Gás na Bahia

### 5.1 Royalties e Participações Especiais

De acordo com a ANP<sup>17</sup>, royalty é uma compensação financeira devida à União (repassada em parte para Estados e Municípios) pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no território brasileiro. É uma remuneração à sociedade pela exploração de recursos não renováveis.

Já a participação especial, por sua vez, é uma compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural para campos de grande volume de produção.

A destinação dos recursos da participação especial é realizada em função de quatro tipos de distribuições existentes na legislação, sendo, no caso dos campos terrestres: 50% são repassados à União, 40% aos estados produtores e 10% aos municípios produtores.

A tabela a seguir apresenta a evolução dos royalties e participações especiais pagos para a Bahia entre os anos de 2007 e 2017. Vê-se que o total arrecadado da Bahia caiu abruptamente de 2014 para 2015, retrocedendo ao patamar do início da década. O auge do pagamento ocorreu em 2014, quando foram pagos R\$ 616,7 milhões (valores atualizados).

---

<sup>17</sup> Fonte ANP, em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/royalties-e-outras-participacoes/participacao-especial>, acesso em 05/09/2017.

**Bahia: Royalties e Participações Especiais (2000 - 2017)**

(em R\$ mil, deflacionados pelo IPA-M para o ano de 2017)

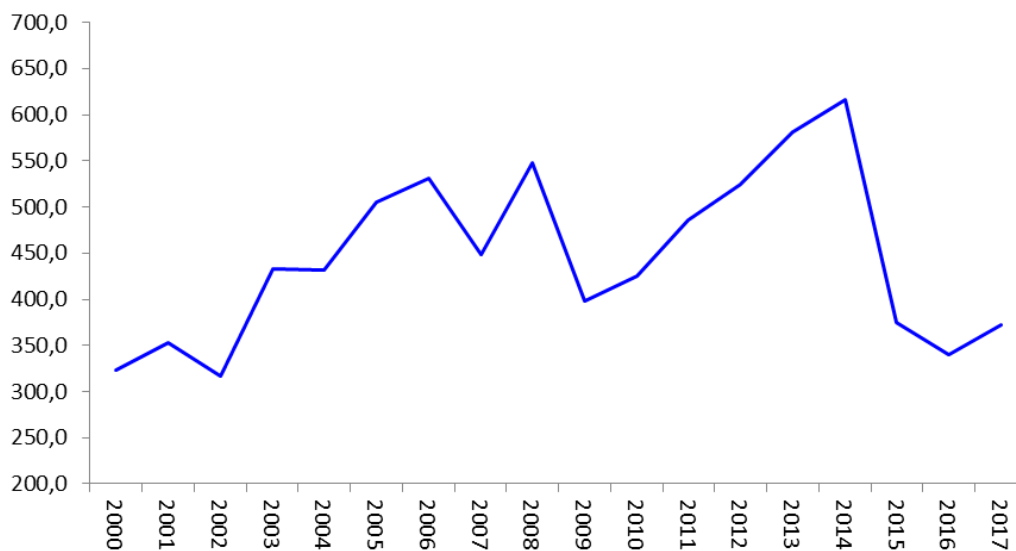
Ano	Participação Especial	Estado	Municípios	Total Bahia
2000	0	210.960	112.312	323.272
2001	0	227.429	125.046	352.475
2002	0	186.233	129.908	316.141
2003	0	256.082	177.362	433.444
2004	10.537	250.951	169.899	431.387
2005	8.662	289.312	207.255	505.228
2006	8.286	311.771	210.980	531.037
2007	4.867	260.630	182.971	448.469
2008	2.456	314.799	230.619	547.874
2009	477	224.801	172.774	398.051
2010	8.991	224.876	190.881	424.748
2011	2.891	266.176	216.893	485.960
2012	11.379	279.222	234.305	524.906
2013	13.362	295.732	272.093	581.187
2014	15.056	303.506	298.145	616.707
2015	10.229	184.912	179.323	374.463
2016	8.336	136.294	194.920	339.550
2017	4.843	145.702	221.862	372.407

Fonte: ANP. Elaboração FEIB/SDI

O gráfico abaixo mostra a acentuada redução do pagamento de royalties e participações na Bahia a partir de 2015. Em 2016, o montante recebido pela Bahia foi o terceiro pior da série, retrocedendo ao início dos anos 2000. Houve uma recuperação do pagamento de royalties em 2017 em função do aumento do preço médio do barril (+28,6%), que compensou a queda na produção (-10,8%) e também a menor taxa média de câmbio (-8,3%).

### Bahia: Royalties e Participações Especiais, 2000 - 2017

em valores do ano de 2017 (deflacionados pelo IPA-M), em R\$ milhões



Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

Na tabela a seguir estão apresentados os principais municípios beneficiários de royalties da Bahia. Destacam-se Madre de Deus e São Francisco do Conde, onde estão as maiores instalações de petróleo da Bahia: o Terminal de Madre de Deus e regaseificação em Madre de Deus e a RLAM em São Francisco do Conde.

**Bahia: Distribuição de Royalties, por Municípios (2017)**  
(em R\$ milhões)

Ranking	Municípios	Royalties	Participação (%)
1	Madre de Deus	18,9	8,5
2	Sao Francisco do Conde	18,7	8,4
3	Esplanada	13,9	6,3
4	Candeias	13,4	6,0
5	Sao Sebastiao do Passe	12,0	5,4
6	Alagoinhas	11,1	5,0
7	Saubara	10,3	4,6
8	Catu	10,1	4,6
9	Pojuca	10,1	4,5
10	Entre Rios	10,0	4,5
11	Salinas da Margarida	9,7	4,4
12	Itanagra	7,4	3,3
13	Teodoro Sampaio	6,8	3,1
14	Vera Cruz	6,5	2,9
15	Eunapolis	6,5	2,9
16	Aracas	6,4	2,9
17	Cairu	5,8	2,6
18	Jaguaripe	5,7	2,6
19	Itaparica	5,4	2,4
20	Santo Amaro	4,7	2,1
21	Cardeal da Silva	4,5	2,0
22	Camacari	4,4	2,0
23	Salvador	3,6	1,6
24	Mata de Sao Joao	3,6	1,6
25	Mucuri	2,6	1,2
	Demais	9,9	4,5
<b>Total</b>		<b>221,9</b>	<b>100,0</b>

Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

## 5.2 Geração de Empregos

Embora não seja uma atividade mão de obra intensiva, a indústria de petróleo na Bahia tem grande participação na geração de emprego, a qual paga elevados salários e outros benefícios.

Em termos de emprego, de acordo com os dados do Ministério do Trabalho, estavam empregados diretamente na indústria 6.089 trabalhadores, distribuídos em 63 empresas. A

tabela a seguir apresenta a alocação de trabalhadores nas atividades da indústria de petróleo e gás na Bahia em 2017.

Quase metade dos empregados está alocada para a atividade de extração (44,5%). Destaca-se também o emprego em atividades de apoio à extração, cuja participação alcança 29,5%.

**Bahia: Evolução do Emprego na Indústria de Petróleo e Gás (2006 - 2017)**  
(em número de empregados)

Atividade	2006	2009	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Extração de Petróleo e Gás Natural	3.355	3.312	4.117	4.543	3.886	3.533	3.034	2.710
Atividades de Apoio à Extração	2.746	4.254	2.312	1.244	1.969	1.940	1.645	1.794
Produtos do Refino de Petróleo	1.772	2.195	3.073	2.687	2.328	1.935	1.758	1.229
Produtos Derivados do Petróleo	0	5	0	0	0	0	0	0
Máquinas para Extração	165	321	353	204	279	478	337	356
<b>Total</b>	<b>8.038</b>	<b>10.087</b>	<b>9.855</b>	<b>8.678</b>	<b>8.462</b>	<b>7.886</b>	<b>6.774</b>	<b>6.089</b>

Fonte: MTE. Elaboração FIEB/SDI.

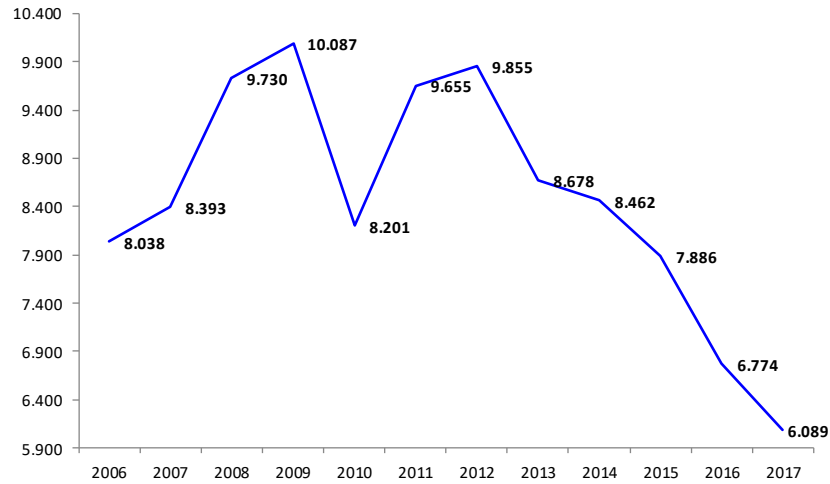
Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

O gráfico seguinte apresenta a evolução do emprego na indústria de petróleo e gás da Bahia nos últimos anos.

De 2006 a 2009, houve expressivo crescimento, alcançando o pico de cerca de 10 mil empregos diretos em 2009. Como efeito retardado da crise econômica mundial (2007-2008), esse valor caiu para o patamar de 8 mil empregos no ano de 2010, mas logo retornou aos níveis anteriores dos anos de 2011 e 2012. Naquele momento as perspectivas eram favoráveis para a indústria e o emprego e a produção cresciam de forma sustentável. No entanto, a partir de 2013 há um movimento constante de retração da atividade, cujo movimento ainda é declinante. De 2013 até 2017, a indústria de petróleo e gás da Bahia perdeu 38% dos empregos (cerca de 3,8 mil empregos foram perdidos em 5 anos), retraindo-se aos menores patamares da série analisada. A perda de empregos indiretos é um múltiplo desse valor, conforme foi analisado em tópicos anteriores<sup>18</sup>.

<sup>18</sup> Ver página 15. Para cada emprego direto na indústria de petróleo e gás estimam-se 9 empregos indiretos e 37 empregos relacionados ao efeito-renda.

**Bahia: Evolução do Emprego na Indústria de Petróleo e Gás (2006 -2017)**  
(em número de empregados)

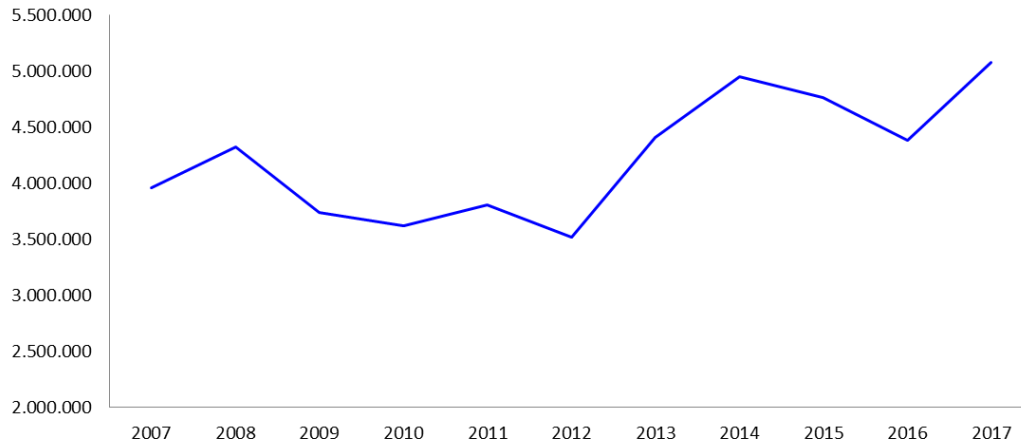


Fonte: ANP. Elaboração FIEB/SDI.

### 5.3 Arrecadação de ICMS

Quanto à arrecadação de ICMS, o gráfico abaixo mostra a evolução (em termos reais) do montante pago ao Governo do Estado. Vê-se que, embora a atividade como um todo apresente declínio, os valores arrecadados de ICMS cresceram na comparação de 2017 com 2007. Esse resultado deve-se ao fato de que a arrecadação de ICMS está ligada à atividade de Refino, cuja produção não teve uma oscilação muito forte e dependente pouco da produção local de petróleo, mas, é preciso destacar também a influência de aumentos na carga tributária sobre os combustíveis ocorridos a partir de 2015 (a alíquota da gasolina passou de 25% para 28%, em 2015; as alíquotas do GLP e do óleo combustível passaram de 17% para 18%, em 2016, por exemplo).

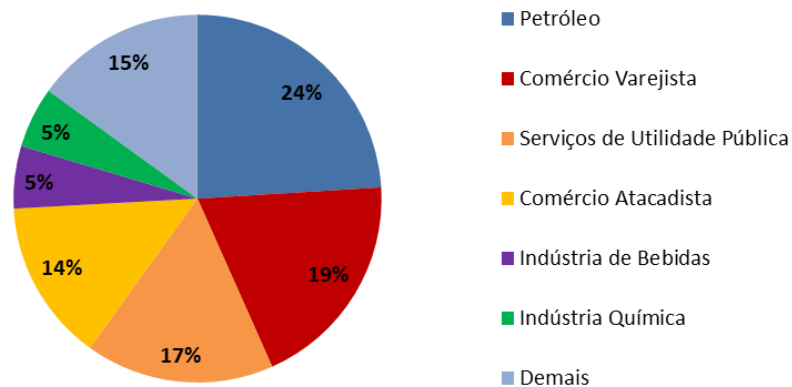
**Bahia: Arrecadação de ICMS no segmento Petróleo (2007-2017)**  
 (Valores Deflacionados pelo IPA para 2017 - em R\$ mil)



Fonte: SEFAZ/PGM. Elaboração FIEB/SDI.

O gráfico abaixo mostra a importância do setor de Petróleo para a economia baiana, representando 24% do total arrecadado pelo estado em ICMS.

**Bahia: Arrecadação de ICMS, por Segmentos em % (2017)**



Fonte: SEFAZ/PGM. Elaboração FIEB/SDI.

## 6. Perspectivas e Desafios para a Indústria de Petróleo e Gás da Bahia

### 6.1 Perspectivas

O cenário atual do setor de petróleo e gás na Bahia se apresenta duplamente desafiador: por um lado, os últimos anos têm sido de perda de relevância, com negócios reduzidos aos mais baixos níveis históricos; de outro lado, há grandes expectativas sobre um novo ciclo, no qual

pequenos e médios produtores independentes possam atuar de forma competitiva, inaugurando uma nova fase do setor na Bahia.

Mantida a atual tendência, as perspectivas para o segmento de óleo e gás da Bahia não são animadoras. Na realidade, a Bahia perdeu relevância no contexto nacional e a atividade de exploração de petróleo e gás está agora em estado inercial, sendo mantida por força da infraestrutura aqui instalada. No entanto, há nas bacias sedimentares do estado reservas consideráveis que devem ser exploradas e monetizadas, gerando riquezas para toda a economia baiana, principalmente para os municípios que têm nessa atividade sua principal fonte de recursos e também como arrecadação para o Governo do Estado. Para reverter essa tendência, é preciso criar um novo ambiente de negócios, com a maior participação de pequenas e médias empresas, as quais, certamente, vão atuar nesses campos maduros com maior interesse, traduzindo-se em mais investimentos e um novo ciclo de negócios.

Nesse sentido, um novo ciclo de exploração de petróleo e gás na Bahia foi vislumbrado a partir da divulgação em março de 2016 do projeto Topázio da Petrobras, que previa a *“cessão dos direitos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural de campos terrestres, envolvendo 98 concessões de produção, além de seis blocos exploratórios, totalizando 104 concessões terrestres, localizadas nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Sergipe, Bahia e Espírito Santo. Os campos foram agrupados em 10 polos de produção, com instalações integradas, de forma a fornecer aos novos concessionários plenas condições de operação”*<sup>19</sup>. Na Bahia foram inicialmente incluídos os polos de Buracica (7 concessões) e Miranga (9 concessões), no entanto, de acordo com o Sindipetro<sup>20</sup>, a Petrobras desistiu de vender o campo de Buracica.

Após a manifestação da Petrobras de desinvestimento, o Ministério de Minas e Energia lançou em janeiro de 2017 o REATE - Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres, cujo objetivos estratégicos foram: (i) revitalizar as atividades de E&P em áreas terrestres no território nacional; (ii) estimular o

---

<sup>19</sup> Fonte Petrobras em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/informacoes-complementares-sobre-a-venda-de-campos-terrestres.htm>, acesso em 11/12/2018.

<sup>20</sup> Ver: <http://www.sindipetroba.org.br/2017/noticia/8596/petrobr%C3%A1s-desiste-de-vender-o-campo-de-buracica>, acesso em 17/12/2018.



desenvolvimento local e regional; e (iii) aumentar a competitividade da indústria petrolífera *onshore* nacional.

O fato é que, embora haja um movimento de saída da Petrobras dos campos maduros com o apoio do Ministério de Minas e Energia, o processo tem sido lento e com resultados ainda pouco expressivos. Em adição, movimentos recentes apontam para uma forma contrária à descentralização da atividade, conforme recente comunicado<sup>21</sup> da Petrobras, que anunciou *“a cessão de sua participação total em 34 campos de produção terrestres, localizados na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, para a empresa 3R Petroleum. As 34 concessões são campos maduros em produção há mais de 40 anos, com ampla dispersão geográfica, localizados a cerca de 40 km ao sul da cidade de Mossoró-RN. Os campos foram reunidos em um único pacote denominado Polo Riacho da Forquilha, cuja produção atual é de cerca de 6 mil barris de petróleo por dia”*. As vendas desses ativos constavam no Projeto Topázio, mas a decisão acabou sendo uma surpresa.

A expectativa era de que os ativos dos campos maduros fossem vendidos separadamente, em blocos, com a participação de pequenos e médios produtores independentes, utilizando um modelo similar ao adotado nos Estados Unidos e Canadá<sup>22</sup>. No entanto, mais importante sobre quem será o proprietário dos poços, que sejam observados dois pontos fundamentais: (i) que haja um processo transparente e célere, no qual empresas grandes e pequenas possam fazer ofertas e (ii) que o vencedor da licitação tenha compromisso de aumentar a produção, realizando os investimentos necessários para a revitalização da produção de óleo e gás.

Caso ocorra um cenário de revitalização da produção de petróleo e gás, as perspectivas são amplamente favoráveis em termos de geração de empregos e negócios na Bahia. Mesmo assim alguns grandes obstáculos precisam ser superados, conforme será detalhado a seguir.

---

<sup>21</sup> Petrobras: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-cessao-de-participacao-em-34-campos-terrestres-no-rio-grande-do-norte>, acesso em 11/12/2018.

<sup>22</sup> De acordo com Adary Oliveira, há nos Estados Unidos mais de 20 mil pequenos produtores de petróleo, que são responsáveis por parcela expressiva da produção. É muito comum pequenos empresários, ou mesmo pequenos proprietários de terra, terem um poço de petróleo em seu quintal operado por uma bomba cavalo de pau produzindo 5 a 10 barris por dia (bpd). Na província de Alberta, no Canadá, existem cerca de 1.500 pequenos e médios produtores de petróleo”. Fonte: Oliveira, Adary: A Bahia e o Leilão de Petróleo e Gás. FIEB. 18/05/2015. Newsletter, Edição 94.

## 6.2 Desafios

Os principais desafios do setor na Bahia são:

### *1 – Capacidade de comercialização da produção de óleo e gás de produtores independentes.*

Como se espera que muitas empresas operem os diversos poços maduros, o volume disponibilizado por cada uma é pequeno quando comparado ao produzido e comercializado atualmente pela Petrobras e que vai para o processamento da Refinaria Landulfo Alves de Mataripe (RLAM). A Petrobras alega que, nesse caso, há um problema de logística para a recepção de volumes pequenos, tendo em conta que há grandes tanques e também que é preciso que o óleo comprado e armazenado tenha as mesmas características, principalmente quanto às especificações de água e sal. Nesse ponto é preciso estudar soluções que viabilizem a venda desse óleo, passando por maior aceitação da Petrobras e/ou a formação de cooperativas, onde serão feitas a coleta e acumulação do óleo produzido. É de se considerar que esse não é um impeditivo para a produção, basta que haja interesse em fomentar a atividade de produtores independentes. O governo do estado poderia atrair a instalação de empresa comercializadora, que concentre os pequenos lotes produzidos de petróleo e faça a venda à refinaria em lotes maiores, ou, na falta desse agente, que se promova um melhor entendimento entre os pequenos produtores e a RLAM<sup>23</sup>.

### *2 – Questões ambientais*

Muitas são as questões relacionadas com o processo de licenciamento ambiental para as atividades de extração de petróleo e gás natural. No entanto, é preciso considerar que essa atividade é realizada na Bahia há muito tempo, com completo domínio tecnológico, sem que haja novos ou desconhecidos riscos ao meio ambiente. Mesmo com impactos amplamente conhecidos, há dificuldades para obtenção de licenças para operação desses campos, o que para pequenas e médias empresas pode ser um fator de grande dificuldade para investimento no setor. Assim, sugere-se que os órgãos ambientais formulem um tratamento simplificado à

---

<sup>23</sup> Cabe observar que a Petrobras planeja vender o controle da RLAM. Caso isso aconteça, no contexto do novo Governo Federal, as condições para um diálogo entre pequenos e médios produtores e o maior comprador local mudam expressivamente.

atividade, levando-se em conta a natureza da exploração *onshore*, dando maior celeridade ao licenciamento ambiental, para tornar possível o reflorescimento do setor na Bahia.

Nesse sentido, um ponto importante seria a unificação do marco regulatório para o licenciamento ambiental de petróleo e gás natural, introduzindo dispositivos capazes de aumentar a agilidade, a eficiência e a transparência do processo de licenciamento ambiental dessas atividades. Assim, o auto licenciamento deve ser uma ferramenta a ser considerada, na qual as empresas ganhem agilidade sem descumprir seus deveres e responsabilidades.

Outra questão importante no processo de aquisição de campos maduros diz respeito aos passivos ambientais. De acordo com a ABPIP, no processo de venda dos campos maduros, os passivos ambientais e as obrigações de abandono relativas aos campos estão sendo repassados integralmente. Esses passivos, na maioria dos campos, são significativos e as questões sociais relacionadas complexas, ultrapassando a capacidade de solução dos produtores independentes de menor porte. Assim, como recomenda a ABPIP *“é fundamental que o Estado, os órgãos reguladores, a Petrobras e os representantes da indústria possam se reunir e definir um processo que permita garantir o adequado processo de abandono destes campos. É preciso que se formule uma política de abandono que possibilite o adequado financiamento destas atividades, que garanta a responsabilidade dos operadores, e a execução adequada de um plano de abandono”*<sup>24</sup>.

Por fim, a questão do licenciamento e viabilização da produção não-convencional na Bahia e no Brasil. A exploração de gás de folhelho<sup>25</sup>, por meio de fraturamento hidráulico, levanta muitos questionamentos quanto aos impactos ambientais, sendo em muitos casos impedida pelos órgãos ambientais e pela justiça federal. Embora a questão seja complexa, é importante que haja logo uma definição da sociedade brasileira sobre esse ponto, tendo em vista que muitos países utilizam essa técnica para obtenção da riqueza. Um exemplo é o caso da exploração de *shale gas* na região de *Vaca Muerta* na Argentina, a qual teve início em 2012 e há projetos no Rio Grande do Sul para importação desse gás, o que não deixa de ser um contrassenso. De acordo com estimativas da EIA (*U.S. Energy Information Administration*)<sup>26</sup>,

---

<sup>24</sup> ABPIP. Revitalizando a Produção Terrestre de Petróleo no Brasil. Conferência realizada no dia 27.01.2017, no auditório do CIMATEC/SENAI, Salvador-Bahia

<sup>25</sup> Shale gas, o qual no Brasil ficou popularmente conhecido como gás de xisto.

<sup>26</sup> Fonte: Panorama da exploração de gás natural não convencional (*shale gas*) no mundo. Daniele Costa e outros. 8º Congresso Luso-Moçambicano de Engenharia / V Congresso de Engenharia de Moçambique. Maputo, 4-8 Setembro 2017.

2015, o Brasil ocupava a 10ª posição no mundo de reservas tecnicamente recuperáveis de gás de xisto, com um total de 6,93 trilhões de m<sup>3</sup>, equivalente a mais de 15 vezes o total das reservas provadas de gás natural convencional no país naquele ano. A título ilustrativo, considerando o preço do gás natural Henry Hub de US\$ 4,00 por milhão de BTU, temos, então, uma riqueza no solo brasileiro de quase 1 trilhão de dólares (valores também expressivos para a Bahia, da ordem de US\$ 80 bilhões).

Cumprir registrar que a Bahia é o estado com melhores condições para a exploração desse gás, como foi apresentado anteriormente. No entanto, entendemos que é necessária uma alteração regulatória, que separe expressamente o que é estimulação vertical (historicamente praticadas no ramo *upstream* no Brasil) daquilo que é exploração da estimulação horizontal de recursos não-convencionais, dando tratamento adequado a cada tipo específico de exploração.

### **3 - Desenvolvimento de fornecedores**

As pequenas empresas têm dificuldades em atender aos requisitos exigidos pelas grandes empresas do setor. Torna-se necessário, pois, promover a inserção competitiva e sustentável dessas empresas na cadeia produtiva. Há uma ampla agenda a ser seguida, na qual destacamos a divulgação de protocolos de intenções firmados entre empresas do setor e o governo estadual para que as empresas locais possam se preparar para fornecer seus produtos e serviços de modo competitivo.

Ademais, é preciso considerar o *know-how* do Senai/Cimatec e o apoio oferecido pelo IEL/FIEB como PQF (Programa de Qualificação de Fornecedores), entidades que possuem *expertise* no desenvolvimento do segmento na Bahia.

### **4- Acesso aos Dados Disponíveis dos Campos Maduros**

Após mais de 70 anos de exploração de petróleo, a estrutura geológica das bacias sedimentares da Bahia, notadamente do Recôncavo, é bem conhecida. Nesse período foram feitas inúmeras perfurações e produzidos vários estudos de sísmicas e de outros dados relevantes, resultando em um conjunto de informações essenciais para que as empresas avaliem o potencial de sucesso exploratório de determinada área. Como a maior parte desse material foi realizado por uma empresa, logicamente essas informações são ou foram

estratégicas e não estão facilmente acessíveis, principalmente para as pequenas e médias empresas produtoras independentes. No entanto, os levantamentos de sísmica e de outras técnicas geofísicas são caros e podem inviabilizar investimentos, tanto na recuperação dos poços já existentes, quanto na busca por novas áreas de prospecção. Desta maneira, é de fundamental importância que tais informações estejam disponíveis em quantidade e qualidade adequadas à tomada de decisão pelos investidores e a retomada do desenvolvimento da atividade no Estado da Bahia.

### ***5 – Desenvolvimento do mercado de Gás Natural na Bahia***

Como foi apresentado no capítulo de gás natural, atualmente a Bahia importa cerca de 3,5 milhões m<sup>3</sup>/dia de gás natural liquefeito (GNL), que é uma fonte cara. Essa demanda pode e deve ser atendida pela produção de campos maduros na Bahia. No entanto, para isso é importante que haja mudanças na forma como o gás é atualmente distribuído nos estados, dando maior flexibilidade nas vendas. Assim, é importante que se crie um mercado livre de gás, onde produtores independentes possam vender o gás diretamente para empresas, liberando a oferta da Bahiagás para o atendimento de grandes empresas, notadamente das termelétricas. No mesmo sentido, é importante analisar a possibilidade de preços diferenciados para o uso de gás como matéria-prima e como combustível, a exemplo do que está sendo feito para o polo vidreiro e de cerâmica no Estado. Nesse sentido, é salutar que a Bahiagás intensifique a política de compra de gás natural de fontes alternativas, a exemplo do que está fazendo com o programa de compra de 1 milhão m<sup>3</sup>/dia. Ademais, o campo de Miranga no Recôncavo, que atualmente é voltado para a produção de petróleo, apresenta uma oportunidade para ampliar a oferta de gás no estado, caso a Petrobras venha de fato a se desfazer desse ativo. Portanto, é preciso que o Governo do Estado elabore uma política específica de incentivos também para a produção de gás natural para produtores independentes, notadamente para os campos maduros que vierem a ser vendidos pela Petrobras.

## 7. Considerações Finais

A Bahia é o berço da exploração de petróleo e gás no Brasil e experimentou seu auge na década de 60, quando alcançou uma média diária de cerca de 165 mil barris/dia. No entanto, seguindo o curso natural de exploração de reservas, a produção não se estabilizou nesse patamar e caiu, chegando a década de 80 a praticamente metade dessa produção. A partir de 2015, no entanto, a produção baiana tem apresentado quedas sucessivas, ficando abaixo de 40 mil barris/dia (atualmente chega a níveis muito baixos, de 29,2 mil b/d na média de setembro de 2018), com claros sinais de desinteresse e, conseqüentemente, falta de investimentos no setor. Com o pré-sal, a Bahia perde qualquer relevância no cenário nacional, passando a representar cerca de 1,2% da produção nacional, onde apenas um poço do pré-sal produz mais que a totalidade da produção diária da Bahia.

Por conta da perda de relevância e queda acentuada da produção, investimentos, empregos, royalties, impostos e negócios em geral, é preciso atuar para revitalizar essa indústria na Bahia. Embora haja um declínio acentuado da atividade de petróleo na Bahia, o montante de riqueza a ser extraído nos campos de petróleo no estado ainda é considerável. A título ilustrativo, caso o volume atual de reservas (bastante subestimado pela falta de pesquisas) fosse recuperado e monetizado em sua totalidade teríamos um montante da ordem de R\$ 68 bilhões.

Nesse sentido, um novo ciclo de exploração de petróleo e gás na Bahia pode acontecer caso o projeto Topázio da Petrobras seja de fato levado a termo, notadamente com a diversificação das vendas dos poços para pequenos e médios produtores independentes de petróleo.

No entanto, como foi apresentado nesse texto, há importantes desafios para que a indústria de petróleo e gás da Bahia se torne um negócio sustentável e promissor. Destacamos dois desses desafios, que são a comercialização da produção de óleo e gás de produtores independentes e os desafios ambientais. No primeiro caso, é preciso avançar para que produção das empresas independentes encontre mercado para seus produtos, sabendo que atualmente há apenas a Petrobras como grande compradora (a Dax Oil é outra empresa, mas absorve um volume muito pequeno de petróleo). Aqui é preciso avançar para uma organização onde as empresas consigam fornecer produto com as especificações e em volume necessário para o refino. Nesse caso, há um trabalho conjunto a ser desenvolvido, com cooperação é possível superar esse obstáculo.

As questões ambientais são os obstáculos mais difíceis nesse processo de revitalização do setor de petróleo e gás na Bahia. Nesse caso, a proposta da FIEB que consta na Agenda da Indústria<sup>27</sup> é de que *“o Governo do Estado da Bahia promova uma maior interação entre as equipes das secretarias estaduais e as do setor privado, no sentido de haver um maior entendimento das especificidades do setor de petróleo e gás natural. Os players do setor acreditam que parte considerável de suas dificuldades em relação ao setor público decorre do simples desconhecimento da natureza de suas atividades, com destaque para as dúvidas e questionamentos na área ambiental.”* Certamente, a identificação de um interlocutor específico do setor dentro do governo é um passo importante para encaminhar as soluções dos diversos pleitos do setor sobre as questões ambientais. As questões de cunho nacional, a exemplo da exploração do shale gas, devem ser tratadas de forma institucional pelas principais entidades representativas da indústria, incluídas, logicamente, a FIEB e a Confederação Nacional da Indústria (CNI).

A história, a magnitude dos números da indústria de petróleo e gás e os impactos socioeconômicos mostram por si só a necessidade de uma ampla revitalização dessa indústria no estado. Embora haja desafios importantes a serem superados, os benefícios resultantes de um novo ciclo de negócios nesse setor ultrapassam sobremaneira os custos. Assim, esperamos que o presente trabalho contribua em alguma medida com políticas públicas e ações voltadas para o aumento da atividade e da produção de petróleo e gás na Bahia, com as esperadas externalidades no âmbito econômico e social.

---

<sup>27</sup> Agenda da Indústria da Bahia: 2019 – 2022 (FIEB).

O estudo da **Indústria de Petróleo e Gás da Bahia: Características, Perspectivas e Desafios** é uma publicação da Federação das Indústrias do Estado da Bahia (FIEB), produzido pela Superintendência de Desenvolvimento Industrial (SDI).

Presidente: Antônio Ricardo Alvarez Alban

Diretor Executivo: Vladson Bahia Menezes

Superintendente: Marcus Emerson Verhine

Equipe Técnica: Ricardo Menezes Kawabe  
Carlos Danilo Peres Almeida  
Ana Paula Silveira Almeida  
Giselda Federico

Críticas e sugestões serão bem recebidas.  
Endereço Internet: <http://www.fieb.org.br>  
E-mail: [get@fieb.org.br](mailto:get@fieb.org.br)  
Reprodução permitida, desde que citada a fonte.