

**UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS**

CARLOS JEAN VIEIRA GOMES

**DISTRIBUIÇÃO ESPACIAL DA CADEIA PRODUTIVA DO
PETRÓLEO:**

**Uma análise da exploração, produção e refino do petróleo no período de
2006 a 2018**

JOÃO PESSOA

2021

CARLOS JEAN VIEIRA GOMES

**DISTRIBUIÇÃO ESPACIAL DA CADEIA PRODUTIVA DO
PETRÓLEO:**

**Uma análise da exploração, produção e refino do petróleo no período de
2006 a 2018**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
como requisito parcial à obtenção do título de
Bacharel em Ciências Econômicas pela
Universidade Federal da Paraíba.

Orientador: Prof. Dr. Magno Vamberto Batista
da Silva

JOÃO PESSOA

2021

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

G633d Gomes, Carlos Jean Vieira.

Distribuição espacial da cadeia produtiva do petróleo: uma análise da exploração, produção e refino do petróleo no período de 2006 a 2018 / Carlos Jean Vieira Gomes. - João Pessoa, 2022.

80f. : il.

Orientação: Magno Vamberto Batista Da Silva.
Monografia (Graduação) - UFPB/CCSA.

1. Distribuição espacial. 2. Petróleo. 3. Cadeia produtiva do petróleo. 4. Território brasileiro. I. Silva, Magno Vamberto Batista da. II. Título.

UFPB/CCSA

CDU 33

CARLOS JEAN VIEIRA GOMES

DISTRIBUIÇÃO ESPACIAL DA CADEIA PRODUTIVA DO PETRÓLEO
Uma análise da exploração, produção e refino do petróleo no período de 2006 a 2018

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Ciências Econômicas do Centro de Ciências Sociais Aplicadas (CCSA) da Universidade Federal da Paraíba (UFPB), como requisito parcial para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências Econômicas.

João Pessoa, 14 de julho de 2021

BANCA EXAMINADORA

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
SISTEMA INTEGRADO DE PATRIMÔNIO, ADMINISTRAÇÃO E CONTRATOS

FOLHA DE ASSINATURAS

Emitido em 07/06/2022

ATA Nº 000/2022 - CCSA - DE (11.01.13.02)

(Nº do Protocolo: NÃO PROTOCOLADO)

(Assinado digitalmente em 07/06/2022 21:40)
MAGNO VAMBERTO BATISTA DA SILVA
PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR
1285539

(Assinado digitalmente em 08/06/2022 13:08)
ALYSSON ANDRE OLIVEIRA CABRAL
PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR
5337089

(Assinado digitalmente em 08/06/2022 06:19)
LAERCIO DAMIANE CERQUEIRA DA SILVA
PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR
2878409

Para verificar a autenticidade deste documento entre em <https://sipac.ufpb.br/documentos/> informando seu número: 000, ano: 2022, documento (espécie): ATA, data de emissão: 07/06/2022 e o código de verificação: baffdf724b

RESUMO

A descoberta de jazidas de petróleo na região do Pré-Sal, em mar oceânico de águas profundas sob jurisdição brasileira, tem sido considerado um dos maiores eventos de descobrimento no mundo de exploração dessa energia fóssil, colocando o Brasil em uma posição estratégica no cenário internacional de demanda por energia, a ponto de receber o convite para participar do seletivo grupo da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Principal fonte de energia utilizada nos modais logísticos, além de fonte de insumos básicos necessários para a fabricação de grande parte dos produtos que suprem as demandas de consumo do mundo contemporâneo, o petróleo tem sido considerado a fonte energética que garante o desenvolvimento econômico mundial. Nesse sentido, o objetivo desse trabalho foi realizar um estudo da distribuição espacial da cadeia do petróleo no território brasileiro, a partir da análise da exploração, produção e refino do petróleo no período de 2006 a 2018. Para isso, foi realizado o levantamento de dados extraídos da Relação Anual de Informações Sociais (RAIS) do Ministério da Economia, do Sistema IBGE de Recuperação Automática (SIDRA) do IBGE e dos Boletins Mensais da ANP, quando foram geradas informações que permitiram o mapeamento das principais regiões de extração e de refino de petróleo, embasando os cálculos de concentração desse setor nas Unidades Federativas, bem como o nível de especialização das Unidades Federativas que exploram esse recurso energético. Os resultados apontam para a concentração da produção e refino na região Sudeste, tendo sido evidenciado sinais de correlação espacial entre as Unidades da Federação dessa região, com o estado de Minas Gerais apresentando sinais de fortalecimento do setor, mesmo não sendo um estado produtor. Observou-se, também, a manutenção do nível de produção e do refino até o ano de 2016, dez anos após o anúncio da descoberta do Pré-Sal, tendo o refino se estabilizado em 2017, quebrando a tendência de crescimento, gerando uma ociosidade produtiva de cerca de quarenta por cento de sua capacidade nominal. Já a produção manteve sua tendência histórica, com um significativo aumento da extração dos poços do Pré-Sal após o ano de 2016, compensadas pelo abandono da exploração em terra “enxuta” e em região de águas rasas nesse mesmo período. Por fim, foi descrito o comportamento da produção e venda dos principais derivados de petróleo, na tentativa de verificar uma relação direta com o incremento produtivo do insumo básico para sua elaboração. Entretanto, essa relação não foi identificada, contrariando a expectativa do aumento na produção de refinados, dada a descoberta de reservas que triplicaram nossa capacidade de exploração.

ABSTRACT

The discover of deposes of petroleum at the Pre-Salt region, in ocean of deep water at brazilian jurisdiction, has been considered one of the biggest discovers in the world of exploration of that fossil energy, putting Brazil in an estrategic position on the international cenario of demand for energy, till the point of receiving an invitation to participate to the small group of the Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC). Very first source of energy used in logistical modals, besides source of basic supplies necessary to the manufacturing of big part of the products that supply the demand of consumption in the contemporary world, petroleum has been considered a energy source that guarantee the global economic development. In that regard, the objective of this article was to accomplish a study of the spacial distribution of the petroleum chain in brazilian territory, from the analysis of exploration, production and refining of petroleum in the period from 2006 to 2018. For that purpose, it has been realized a data survey extracted from Relação Anual de Infomações Sociais (RAIS) of the Ministry of Economy, from Sistema IBGE de Recuperação Automática (SIDRA) of the Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) and from Boletins Mensais da ANP, when the information generated allowed the mapping of the main regions of extraction and of refining of petroleum, basing the calculus on the concentration of this sector in the Federative Unitys, as well as the specialization level of the Federative Unitys that explore this energy source. The results point to the concentration of the production and refining in the Southeast region, being evidenced signs of spacial correlation between the Federative Unitys of this region, with the state of Minas Gerais presenting signs of fortification in the sector, although not being a producer state. It has also been observed the maintenance of the level of production and refining until the year of 2016, ten years after the announcement of discover of the Pre-Salt, having the refining stabilized at 2017, breaking the growth trend, generating productive idleness of about of forty percent of its nominal capacity. The production, in other hand, kept its historical trend, with a significative growth on the extraction of the oil wells in the Pre-Salt after the year of 2016, compensated by the abandonment of the exploration in “dry earth” and in regions of superficial waters in the same period. Finally, it was described the production and sales behavior of the main derivatives of petroleum, in an attempt to verify a direct relation with the productive increase of the basic supply in its elaboration. However, this relation was not identified, contradicting the expectation of increase in the refined production, given the discover of reserves that triplicated our capacity of exploration.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	7
	1.1 Objetivos.....	9
	1.1.1 Objetivo geral.....	9
	1.1.2 Objetivos específicos.....	9
2	REFERENCIAL TEÓRICO.....	10
	2.1 O petróleo: da adoração à produção industrial.....	10
	2.2 Detalhando a cadeia produtiva do petróleo.....	11
	2.3 O refino do petróleo.....	15
	2.4 Localização e concentração espacial da cadeia produtiva do petróleo.....	18
3	METODOLOGIA DA PESQUISA.....	22
	3.1 Coleta de dados.....	22
	3.2 Quociente Locacional e Coeficiente de Especialização.....	26
	3.3 Índice de Moran Global.....	28
	3.4 Índice de Moran Local.....	30
4	RESULTADOS.....	32
	4.1 Introdução.....	32
	4.1.1 Extração e Produção de petróleo e gás em território nacional.....	32
	4.1.2 O refino de petróleo em território nacional.....	40
	4.1.3 Análise conjunta da produção e refino no período de 2006 a 2018.....	50
	4.2 Quociente Locacional para o setor de petróleo.....	55
	4.3 Coeficiente de Especialização para o setor de petróleo.....	62
	4.4 Distribuição espacial do setor de petróleo.....	68
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	73
6	REFERÊNCIAS.....	76

1 INTRODUÇÃO

Em 2019, com uma produção de 2,877 milhões de barris de Petróleo por dia, o Brasil se apresentava como o décimo maior produtor de petróleo do mundo e o terceiro maior produtor das Américas, sendo superado apenas por Estados Unidos e Canadá, segundo a agência governamental norte-americana *U.S. Energy Information Administration* (USA, 2020). Essa realidade confirma a previsão realizada por essa agência que, segundo Piquet (2010), já havia atribuído ao Brasil, em 2009, a liderança entre os países que mais contribuiria para o crescimento da produção mundial de petróleo nesse início do século XXI.

Contribuindo com essa previsão, a *British Petroleum* (2019), em seu relatório estatístico da energia mundial (BP, 2019), afirma que o Brasil apresentava, ao fim de 2018, reservas provadas de petróleo de cerca de 13 bilhões de barris, reservas essas que podem, conforme estimativas apresentadas por Roos (2013), ao considerar as reservas do Pré-Sal (cuja descoberta foi anunciada em 2006, com estimativa que oscila entre 70 e 100 bilhões de barris, não contabilizadas naquele relatório da BP), alcançar cifras que poderia colocar o Brasil entre os seis maiores detentores de reservas de petróleo do globo.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP) declarou, em seu Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural de 2020 (ANP, 2020), que a produção acumulada de petróleo nesse ano fora de 1,073 bilhão de barris de óleo bruto e 46,5 bilhões de metros cúbicos de gás natural, o que totaliza uma produção de 1,365 bilhão de barris de óleo equivalente, sendo que 68,6% dessa produção foram provenientes dos campos do Pré-Sal, ratificando as estimativas de Roos (2013).

Essa produção nacional tem aumentado ano a ano, com um importante incremento produtivo em águas profundas, concentrado em alguns poucos estados, tendo a região Sudeste sido identificada como a região de maior exploração de Petróleo e Gás Natural (ANP, 2020).

Apesar dessa elevada concentração exploratória na região Sudeste, pode-se verificar que as reservas de óleo bruto se distribuem por todo o país, abarcando quase toda a costa brasileira, tendo sido identificadas reservas comprovadas desde a área de floresta, no coração do Amazonas, até o estado de Santa Catarina, já na divisa com o estado do Rio Grande do Sul que, juntamente com os estados da Paraíba e de Pernambuco, não possuíam reservas de petróleo identificadas no ano de 2018 (ANP, 2018).

Essa realidade tem despertado o interesse do mundo produtor de energia fóssil, a ponto de – conforme declaração do Presidente da República do Brasil, durante sua visita à Arábia Saudita em 1º de novembro de 2019 – recebermos o convite para compor o seletivo grupo da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) (COSTA, 2019).

Com participações governamentais que ultrapassaram recebimentos de R\$8,7 bilhões em agosto de 2019, noticiadas pelo Ministério de Minas e Energia em seu boletim mensal, pode-se verificar a importância desse setor para a economia brasileira, contribuindo para a dinâmica da renda e do suprimento energético interno e fortalecendo o saldo da balança comercial, com exportações que somaram, somente no mês de agosto de 2019, o total de US\$1,698 bilhão (BRASIL, 2019).

De outro modo, dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), no ano de 2018, apontam para uma participação relevante do setor de extração e produção de petróleo e gás natural no PIB brasileiro, com um valor de produção de cerca de R\$257 bilhões, dos quais R\$221 bilhões resultados da extração de óleos brutos de petróleo e cerca de R\$36 bilhões oriundos da extração de gás natural (IBGE, 2018).

Já o setor de refino de petróleo, somou o valor de produção de cerca de R\$190 bilhões em 2018, para suprir uma demanda interna, representada pela venda de R\$189 bilhões nesse mesmo ano. Em conjunto, a cadeia de valor da produção e refino de petróleo e da produção de gás natural alcançou a cifra de R\$470 bilhões, representando, assim, cerca de 6,72% do Produto Interno Bruto brasileiro naquele ano de 2018 (IBGE, 2018).

Nesse sentido, o presente trabalho pretende estudar a distribuição espacial da cadeia produtiva do petróleo em território brasileiro, no período de 2006 a 2018, identificando como está distribuída a exploração, a produção e o refino do petróleo e, assim, ao explorar questões espaciais relacionadas à exploração desse setor energético, espera-se compreender como a economia do petróleo se distribui no território nacional nesse intervalo temporal.

A justificativa para a escolha do tema se dá pela sua importância econômica e social, manifesta pelo fato de, após a descoberta das reservas do Pré-Sal, o país ter se colocado em uma posição de relevante papel internacional no processo de produção e fornecimento energético, gerando emprego e renda para as regiões diretamente envolvidas, além de fornecimento de receitas financeiras para os demais estados e municípios do país, por meio de transferência de parte dos impostos federais resultado desse processo exploratório, por meio dos fundos de participação de estados e municípios.

Já a escolha do período analisado segue a mais atual distribuição da Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE), elaborada pelo Instituto Brasileiro de Geografia

e Estatística, que atualizou as classes e subclasses relacionadas às atividades econômicas brasileiras e passou a adotar essa classificação a partir de 2006, tendo já consolidados os dados até o ano de 2018.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Essa pesquisa tem como objetivo geral estudar a distribuição espacial da cadeia do petróleo no território brasileiro, mediante uma análise da exploração, produção e refino do Petróleo no período de 2006 a 2018.

1.1.2 Objetivos Específicos

Para o atendimento do objetivo geral do presente estudo têm-se os seguintes objetivos específicos:

- a) Descrever o padrão da concentração e da especialização da exploração e produção do Petróleo;
- b) Descrever o padrão da concentração e da especialização do refino do petróleo;
- c) Analisar a evolução da exploração, produção e refino do petróleo nas Unidades Federativas, no período de 2006 a 2018;
- d) Comparar a produção de petróleo no período que antecede a exploração das jazidas do Pré-Sal com a produção após o início dessa exploração.
- e) Descrever como se apresenta a distribuição espacial da produção de petróleo no território brasileiro no período de 2006 a 2018.
- f) Descrever o comportamento da produção e venda dos principais derivados de petróleo.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 O petróleo: da adoração à produção industrial.

Há cerca de três mil anos antes de cristo, na Mesopotâmia, já havia registros de uma substância lodosa, semissólida e de forte odor que surgia de fendas e fissuras, cujos gases, que dela se desprendiam, queimavam continuamente e alimentavam a adoração do fogo no Oriente Médio, tendo a principal fonte localizada não muito longe da Babilônia, em Hit, no Eufrates, onde atualmente fica a cidade de Bagdá (YERGIN; NATALE; GUIMARÃES, 2012).

O betume, descrito acima, e o petróleo que se elevava do subsolo das terras orientais, já apresentavam distintas utilidades, tendo sido bastante utilizados como armas de guerra. O “*oleo incendiarum*”, como conhecido, era uma mistura de petróleo e cal, que umedecidos e em proporções guardadas em segredo, alimentavam as pontas de flechas e outros artefatos bélicos primitivos (YERGIN; NATALE; GUIMARÃES, 2012).

A palavra “petróleo”, ou “*petroleum*” na sua versão inglesa, é originada do latim, constituindo-se da junção das palavras *Petra* (pedra) e *Oleum* (óleo), cuja composição remete ao termo “óleo de pedra”, representando uma mistura naturalmente originada da decomposição orgânica, compreendendo essencialmente de hidrocarbonetos e derivados orgânicos (sulfurados, nitrogenados ou oxigenados), sendo removidos da terra ou das pedras no estado líquido (ABA; KAVAK, 2019; NETO, 2007).

Apesar de já conhecido na antiguidade, a exploração e o refino do petróleo só vão ganhar relevância no início do século XX, com a explosão populacional e a transformação econômica resultante da revolução industrial, que intensificou a demanda por iluminação artificial a baixo custo e por suprimento de óleo lubrificante para as máquinas responsáveis pelo magnífico progresso da produção industrial nesse período, além do desenvolvimento dos motores a combustão interna, que equipavam os automóveis recém criados (BRASIL; ARAÚJO; SOUSA, 2017; YERGIN; NATALE; GUIMARÃES, 2012).

Na busca por processos mais eficientes, capazes de suprir essa nova demanda, surge a extração do óleo impregnado em pedras no oeste da Pensilvânia, nos EUA, e a perfuração de poços na tentativa de descoberta de fontes de óleo bruto líquido, nesse mesmo país, revolucionando a indústria do petróleo, transformando essa, até então fonte secundária de energia, na principal fonte energética dos séculos XX e XXI (BRASIL; ARAÚJO; SOUSA, 2017; YERGIN; NATALE; GUIMARÃES, 2012).

2.2 Detalhando a cadeia produtiva do petróleo

A complexidade e a dimensão da cadeia produtiva do petróleo, com destaque para as características econômicas, resultam em uma forma organizacional estruturada composta por um vasto conjunto de segmentos de atividades que compartilham os riscos e os benefícios da exploração desse recurso (HAMACHER; FERREIRA FILHO, 2015).

Esses segmentos são tradicionalmente classificados como: *Upstream*, compreendendo as fases de exploração, desenvolvimento e produção (denominado por alguns autores de segmento extrativista) e *Downstream*, englobando as atividades de refino, transporte, importação e exportação de petróleo e seus derivados, além da distribuição e revenda desses últimos (BRASIL; ARAÚJO; SOUSA, 2017; HAMACHER; FERREIRA FILHO, 2015; PIQUET, 2010).

Hamacher e Ferreira Filho (2015) apresentam uma alternativa mais moderna, com maior detalhamento para os segmentos de atividades, classificando-os como: *Upstream* (Exploração, Desenvolvimento e Produção), *Midstream* (Transporte e Refino) e *Downstream*, (Distribuição e Revenda).

Ao se analisar o segmento *Upstream*, identificam-se as petroleiras (*oil companies*), um pequeno grupo de grandes empresas que exploram as reservas de petróleo, ocupando um papel central na cadeia produtiva (PIQUET, 2010).

Conforme informações extraídas da base de dados da Statista (STATISTA, 2019), empresa alemã provedora de informações estatísticas e financeiras, pode-se verificar que o grupo chinês Sinopec (com receita bruta de US\$420,38 bilhões), a anglo-holandesa Royal Dutch Shell (receita bruta de US\$388,38 bilhões) e a saudita Saudi Aramco (com receita de US\$356,00 bilhões) despontavam como as maiores empresas petrolíferas do mundo ao final de 2018. A Petrobras (Petróleo brasileiro S/A), com receita de US\$95,98 bilhões ocupava, nesse mesmo período, a décima posição no ranking das Petrolíferas.

Quando se utiliza a quantidade produzida como referência para classificação das empresas petrolíferas, verifica-se que a estatal brasileira ocupava, em 2018, a sétima posição, com uma produção de cerca de dois milhões de barris por dia, ficando logo atrás da gigante americana ExxonMobil, uma das mais influentes empresas de petróleo do mundo e a maior produtora de petróleo dos EUA, com uma taxa de produção de 2,3 milhões de barris diários (STATISTA, 2019).

Por essa análise, a Saudi Aramco, companhia de óleo da Arábia Saudita, com uma produção de cerca de dez milhões de barris por dia e a Rosneft, empresa russa de energia

integrada, com uma produção 4,2 milhões de barris diários, despontam como as duas maiores produtoras de óleo bruto do mundo (STATISTA, 2019).

Essas grandes empresas, detentoras de grande volume de capital, contratam serviços altamente especializados, tais como operações sísmicas, perfuração, lançamento de linhas submarinas, dentre outras de elevado nível de sofisticação tecnológica, atividades essas que vão compor o segmento *Upstream* (HAMACHER; FERREIRA FILHO, 2015).

Extraído o óleo bruto, esse produto do segmento *Upstream* será transportado para os sistemas de armazenagem e, posteriormente, para as unidades de refino que irão requerer suportes e apoios de outras atividades menos especializadas, contidas no denominado segmento *Midstream* (HAMACHER; FERREIRA FILHO, 2015; PIQUET, 2010).

O produto do refino será, então, destinado aos setores demandantes dos derivados de petróleo, dentre os quais pode-se destacar o setor industrial e o setor de distribuição de combustíveis que alimentará o sistema de transporte rodoviário, aeroviário e marítimo, além de outras demandas específicas ((NETO, 2007; HAMACHER; FERREIRA FILHO, 2015) .

Esse segmento *Downstream* – na divisão comumente utilizada – apresentará grandes desafios, no sentido de identificação da distribuição espacial, uma vez que corresponderá à parte da cadeia produtiva que se apresenta de forma bastante difusa, de modo que se faz necessário compreender a cadeia produtiva do petróleo e a natureza dos produtos dele derivado, para então entender seu comportamento espacial.

Assim, o segmento *Downstream*, composto dos setores de Distribuição e Revenda, além da participação na indústria de transformação, conforme detalhamento alternativo sugerido por Hamacher e Ferreira Filho (2015), por exigir um elevado esforço na identificação e coleta de dados, que não se mostrou viável diante das limitações encontradas, constitui-se em uma importante limitação desse trabalho.

Por esse motivo, esse estudo – utilizando-se da composição proposta Hamacher e Ferreira Filho (2015) – ateve-se à identificação dos segmentos *Upstream* e *Midstream*, abrangendo as empresas que operam na exploração, desenvolvimento e produção, além daquelas que atuam no transporte e refino, conforme anteriormente citado.

Considerando a relevância dos dois primeiros segmentos (*Upstream* e *Midstream*), que apresentam a grande maioria dos recursos aplicados nesse setor, seja em capital investido ou em pessoal envolvido, os resultados dessa pesquisa podem garantir uma compreensão bastante razoável da distribuição do setor do petróleo no território brasileiro.

Nesse cenário, a Petrobras S/A se apresenta como a principal companhia petrolífera atuando em território nacional, sendo responsável por quase a totalidade das operações

envolvidas na cadeia do petróleo, seja diretamente ou por meio de contratação de serviços diversos, necessários para a consolidação dessa cadeia produtiva.

Além da Petrobras, outras diversas empresas (eram 54 empresas em dezembro de 2020) realizam a extração do petróleo em território brasileiro, sendo as dez maiores responsáveis por 97% da produção nacional (ANP, 2020).

Nesse sentido, em 2019, a Petrobras produziu 2.542.991 barris diários de óleo equivalente (72% da produção total), enquanto a Shell Brasil, segunda maior exploradora, havia produzido 447.456 barris diários (cerca de 13%) e a Petrogal Brasil, terceira no ranking nacional, produziu 131.605 barris diários, as três maiores empresas juntas sendo responsáveis por 89% da produção nacional (ANP, 2019).

De outro modo, o transporte de óleos brutos e seus derivados entre pontos operacionais das empresas pertencentes ao segmento *Upstream*, realizados para posterior distribuição no território nacional, além das importações e exportações de óleos brutos e derivados para atender às políticas comerciais das empresas, irão compor uma posição estratégica na realização da cadeia produtiva do petróleo.

Assim, a Transpetro (Petrobras Transporte S/A), subsidiária integral da Petrobras, foi identificada como a principal empresa brasileira de logística e transporte de petróleo e seus derivados, sendo responsável por transferências de grandes volumes desses produtos, seja por meio de dutos ou transporte aquaviário, marítimo ou fluvial, abrangendo a importação de derivados de petróleo produzidos em outras nações, bem como a exportação do excedente produzido em território nacional.

A lei 6.404/76 define a empresa “subsidiária integral” como sendo uma empresa que apresenta todas as suas “ações”, títulos financeiros que representam frações do capital social da companhia, pertencentes a um único sócio, sendo necessariamente constituída sob a forma de Sociedade Anônima, podendo ser formalizada mediante escritura pública (BRASIL, 1976).

Com 43 navios, 27 Terminais (terrestres e aquaviários) e uma vasta malha de dutos interligando esses terminais entre si, bem como aos grandes centros industriais, a Transpetro atua nesse segmento como a representante brasileira operando em concorrência com outras diversas empresas estrangeiras contratadas pela Petrobras para a realização do transporte aquaviário, tanto em águas costeiras (navegação de cabotagem) quanto em águas intercontinentais (navegação de longo curso) (BRASIL, 2020).

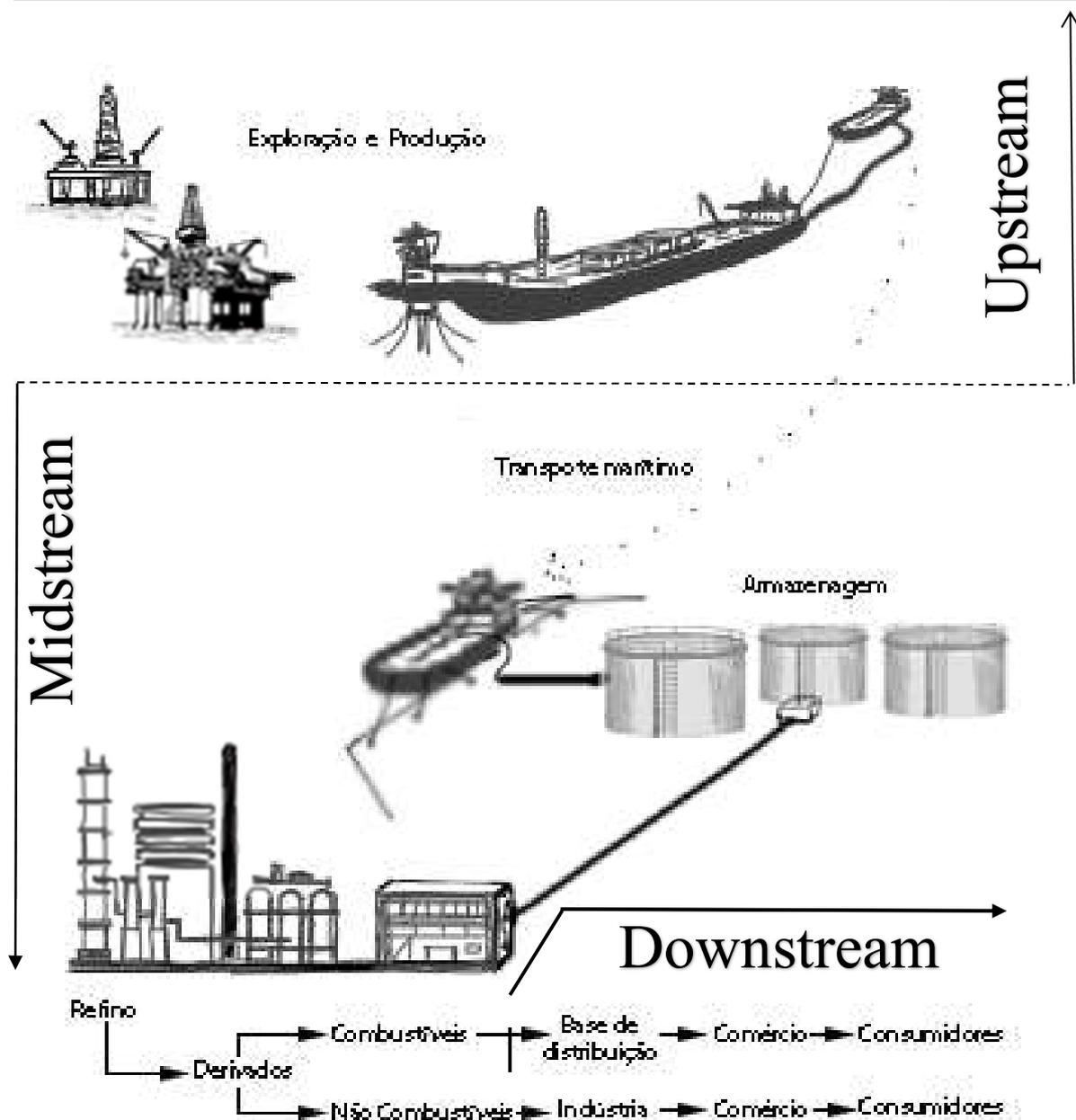
Nesse sentido, a Transpetro é a empresa dominante no transporte, em território nacional, de petróleo e seus derivados, seja por meio de dutos terrestres interligando os pontos operacionais à malha litorânea, seja por meio do transporte aquaviário, marítimo ou fluvial,

colocando-se como um *player* estratégico da cadeia, garantindo o suprimento nacional de derivados de petróleo.

Já o transporte rodoviário de petróleo é realizado por pequenas empresas, contratadas pela Petrobras ou pelas empresas detentoras do direito de exploração e produção privado, que realizam o transporte do óleo bruto extraído dos campos sob concessão até os sistemas de armazenagem de óleo e daí até as refinarias.

A Figura 1 ilustra os seguimentos do setor de petróleo.

Figura 1: Segmentos constitutivos básicos que compõem a indústria do petróleo



Fonte: Elaboração própria

2.3 O refino do petróleo no Brasil

O refino do petróleo se constitui na separação física das frações básicas que compõem o óleo a ser processado, com o objetivo de se obter as características necessárias para atender as especificações que caracterizam o derivado a ser produzido (NETO, 2007; YERGIN; NATALE; GUIMARÃES, 2012).

Sendo assim, nas refinarias o óleo será processado e resultará na produção de diferentes subprodutos, conforme sua capacidade de processamento que, por sua vez, estará alinhada com o tipo de óleo bruto para o qual a refinaria foi projetada (NETO, 2007; YERGIN; NATALE; GUIMARÃES, 2012).

A classificação do óleo bruto é realizada de acordo com o grau de densidade API, um padrão de cálculo de densidade adotado pela *American Petroleum Institute*, que resulta em três tipos de petróleos: os petróleos leves (acima de 30°API), os petróleos médios (entre 21 e 30°API) e os petróleos pesados (abaixo de 21°API) (NETO, 2007).

As atuais refinarias brasileiras foram projetadas para processar óleos mais leves, de menor densidade, cujo refino resultava de óleos brutos importados para atender o já vasto mercado interno de combustíveis (YABIKO; BONE, 2016).

Entretanto, o óleo brasileiro era, até a descoberta do Pré-Sal, em sua grande maioria, mais pesado, com custos de processamento superiores àqueles exigidos para o processamento de óleos mais leves. Desse modo, para processar o petróleo produzido no Brasil, utilizava-se da mistura de quantidades controladas de óleos mais leves, para adequar a densidade desse insumo à capacidade produtiva das refinarias, projetadas para refinar óleos importados, gerando custos adicionais que desestimulavam o parque de refino brasileiro (NETO, 2007; YABIKO; BONE, 2016).

Essa realidade muda significativamente com a descoberta das jazidas de óleo no Pré-Sal, que apresentam óleos brutos com características que se aproximam daquelas para as quais as refinarias brasileiras foram projetadas.

Tal produção é destinada aos grandes centros consumidores, ora via transporte terrestre ora via transporte marítimo, suprindo as necessidades locais e regionais.

Brasil et al (2017) dividem esses derivados em duas classes principais: os combustíveis e os não combustíveis, atendendo, segundo eles, aos três objetivos básicos de produção de uma refinaria de petróleo: produção de óleo combustível, produção de matérias-primas para a indústria petroquímica e produção de óleos básicos lubrificantes e parafinas, conforme pode ser identificado no Quadro 1, a seguir.

Os derivados combustíveis são utilizados: em uso doméstico (gás de cozinha e querosene iluminante), automotivo (gasolina e óleo diesel), na aviação (gasolina e querosene de aviação), na indústria (gás industrial e óleo combustível) e em transporte marítimo (óleo diesel e óleo combustível, comercialmente denominado “*bunker*”)(BRASIL; ARAÚJO; SOUSA, 2017; NETO, 2007).

Já os não combustíveis constituem-se nos óleos lubrificantes, parafinas, matérias-primas para indústria petroquímica e de fertilizantes, tais como: gases, naftas e gasóleos, além de uma série de produtos especiais (Solventes, óleos para pulverização agrícola, asfaltos, extratos aromáticos e coque de petróleo) (BRASIL; ARAÚJO; SOUSA, 2017).

Quadro 1: Principais derivados de petróleo e os seus usos mais destacados

Derivado	Uso Principal
Combustíveis	
Gasolina	Combustível Automotivo
Óleo diesel	Combustível Automotivo
Óleo Combustível	Industrial Naval, Geração de eletricidade
Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)	Cocção
Querosene de Aviação (QAV)	Combustível Aeronáutico
Querosene Iluminante	Iluminação
Não Combustíveis	
Parafina	Velas, Indústria Alimentícia
Nafta	Industria Petroquímica
Propeno, Tolueno, Eteno	Industria de plásticos, cabos, roupas sintéticas, e tintas
Óleos lubrificantes	Lubrificação de máquinas e motores
Asfalto	Pavimentação de rodovias e avenidas
Coque	Indústria metalúrgica

Fonte: Adaptado de Brasil et al (2017) e Neto (2007)

Dentre os não combustíveis, pode-se destacar o Coque Verde de Petróleo. Produzido por um processo específico durante as fases finais do refino, denominado “processo de coqueamento retardado de resíduos de vácuo”, apresenta-se como subproduto sólido, de cor negra, sendo utilizado para a produção de ânodos nas indústrias de alumínio e de óxido de titânio (BRASIL; ARAÚJO; SOUSA, 2017).

Brasil et al (2017) ensinam que, conforme o tipo e constituição de hidrocarbonetos do óleo que o origina, são produzidos quatro tipos de coque: o *Shote Coke*, o Coque esponja grau combustível, o Coque esponja grau ânodo e o Coque agulha.

O Coque esponja grau combustível é utilizado como combustível nas indústrias: siderúrgica, de fundição, de papel e celulose e de cimento, além da fabricação de óxido de titânio. Já o Coque esponja grau ânodo é matéria prima para a produção de ânodos na indústria de alumínio (BRASIL; ARAÚJO; SOUSA, 2017).

Embora não haja qualquer restrição ao investimento externo nesse setor de refino, as duras restrições impostas pelo então Conselho Nacional do Petróleo (CNP), descritas na resolução nº02 de 1946, acabaram por desestimular a construção de refinarias privadas e resultaram, após anos de discussão e conflitos políticos, na concentração da atuação no capital estatal, tendo como executora a Petrobras - Petróleo Brasileiro S/A (DIAS; QUAGLINO, 1994).

Atualmente, as restrições aos investimentos voltados para esse setor de refino pode se dar, em grande medida, em virtude da infraestrutura já montada e operacionalizada pela Petrobras, bem como a possibilidade de intervenção do governo, controlador majoritário da empresa, sobre a política de preços adotada, de modo a inibir o investimento por novas empresas que possam enxergar nessa concorrência uma elevada barreira de entrada, reduzindo o retorno sobre o investimento a valores que talvez não compensem os riscos envolvidos.

Apesar dessas premissas e das consequências econômicas esperadas para os próximos anos, com indicativo de forte retração econômica mundial, resultado da pandemia de covid-19, que vem assolando o mundo desde o início do ano 2020, tem-se notícia, de acordo com divulgação em sites oficiais das empresas interessadas, de que grupos estrangeiros demonstram interesse em construir diversas unidades de refino no Brasil.

Dentre esses, o grupo empresarial americano “*Oil Group*”, que já opera na exploração e produção de petróleo na Bacia do Recôncavo (localizada no centro-leste do Estado da Bahia) e na Bacia Sergipe-Alagoas, planeja construir quatro refinarias modulares no Sudeste e Nordeste, além de duas mini plantas de refino no Centro-Oeste e Nordeste (OIL GROUP, 2020).

Outras empresas tais como Energy Platform e Noxis Energy, também apresentaram projetos para construção de unidades operacionais no Brasil, o que pode estar sinalizando uma nova percepção empresarial diante das iniciativas do governo de desmobilização de parte dos ativos sob seu domínio, dentre os quais se pode citar parte do grupo de refinarias pertencentes a Petrobras, consideradas até então como unidades estratégicas (FREITAS; REZENDE, 2020; POLITO, 2020).

2.4 Localização e Concentração Espacial da Cadeia Produtiva do Petróleo

Estudos seminais datados do século XIX e meados do século XX, deram início ao debate sobre distribuição espacial da atividade econômica.

Nesse sentido, a marcante coesão teórica e metodológica é confirmada pelas contribuições acadêmicas posteriores que mantiveram os fundamentos desses estudos seminais (MONASTÉRIO; CAVALCANTI, 2011).

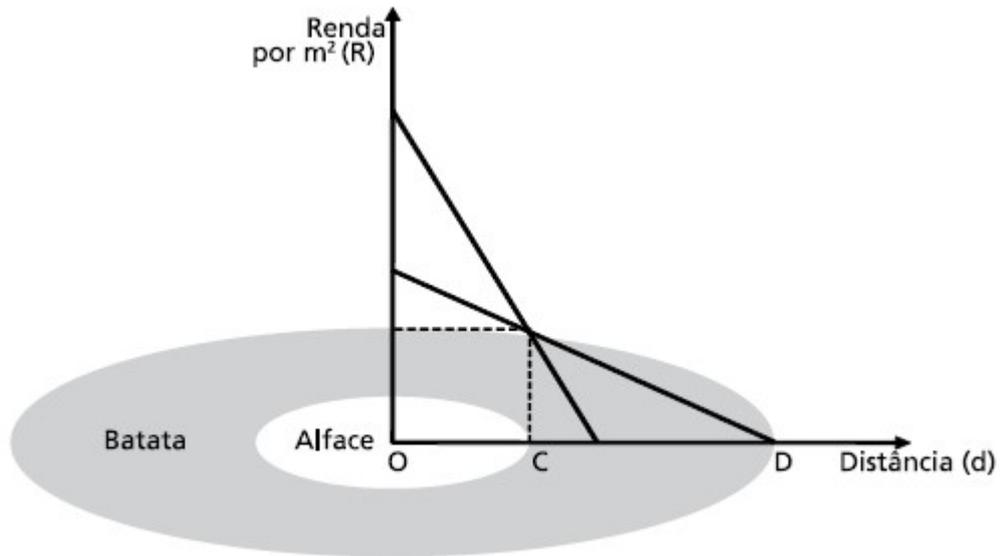
Monastério e Cavalcanti (2011) identificaram e sistematizaram a produção teórica relacionada à distribuição espacial, sugerindo a existência de dois grandes blocos teóricos: um primeiro bloco contemplando as teorias clássicas de localização, com as contribuições dos trabalhos de Thünen (1826), Weber (1929), Lösch (1940) e Isard (1956); e um segundo bloco contemplando as teorias de desenvolvimento regional que enfatizavam as ideias keynesianas e marshallianas, surgidas após a década de 1950, com os trabalhos de Perroux (1955), Myrdal (1957), Hirschman (1958) e North (1959).

O primeiro bloco teórico enfatizou, de modo amplo, o papel dos custos de transporte na busca pela localização ótima da firma, desprezando as externalidades que possam decorrer da concentração de atividades em uma dada região enquanto o segundo bloco procurou evidenciar mecanismos dinâmicos capazes de se retroalimentarem em função de externalidades associadas à aglomeração industrial (MONASTÉRIO; CAVALCANTI, 2011).

Von Thünen (1826) estudou o padrão de ocupação do espaço territorial e criou um poderoso instrumento de análise da economia regional, elegendo a distância em relação ao centro consumidor como fator determinante para a lucratividade, remunerando os donos de terras mais próximas com rendas superiores aos donos das terras mais distantes. Do desenvolvimento dessa teoria surgem os anéis de Von Thünen, que ilustram a relação entre renda obtida e distância do centro, conforme Figura 2 apresentada a seguir (MONASTÉRIO; CAVALCANTI, 2011).

Weber (1929) e Isard (1956) ao apresentarem suas teorias sobre a localização de indústrias – *“Theory of location of Industries”* e *“A General Theory Relating to Industrial Location, Market Areas, Land Use, Trade, and Urban Structure”*, respectivamente – já desejavam descrever os problemas regionais e de localização, lançando a discussão sobre os antecedentes que traçam a evolução de uma localidade, considerando várias abordagens possíveis para a análise da localização e do problema regional.

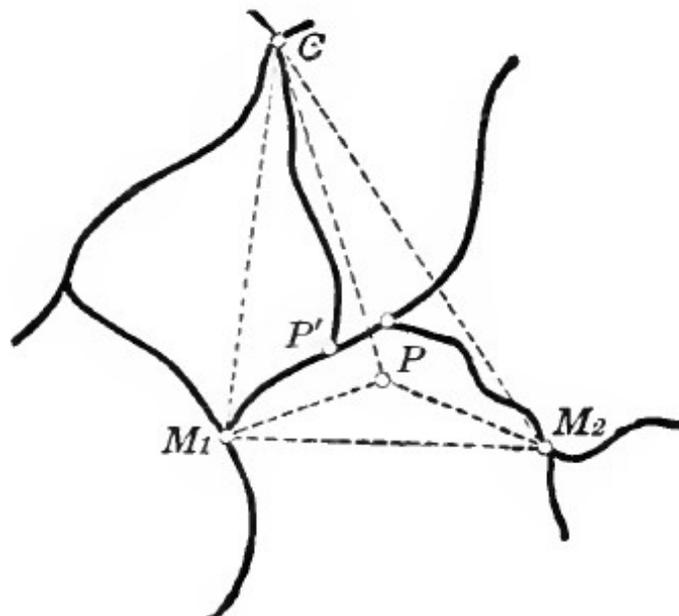
Figura 2 – Anéis de Von Thünen



Fonte: Monastério e Cavalcante (2011)

Weber (1929) apresenta a determinação de uma localização ótima (P) como solução para maximização dos lucros, sendo essa localização determinada a partir das distâncias entre o centro consumidor e as fontes dos insumos necessários à produção da mercadoria ofertada. A Figura 3, apresentada adiante, ilustra a ideia de Weber (1929), exibindo as localizações M_1 e M_2 como fontes dos insumos m_1 e m_2 , e C como localização do mercado consumidor.

Figura 3 – Triângulo Locacional de Weber



Fonte: Weber (1929)

O interesse pela discussão de temas relacionados à economia regional é, então, arrefecido entre as décadas de 1960 e 1980, surgindo-se, a partir desse período, os modelos matemáticos incorporando os conceitos de aglomeração e custos de transporte, fundamentados na denominada *nova geografia econômica*, quando a economia regional assume um caráter mais interdisciplinar (MONASTÉRIO; CAVALCANTI, 2011).

Desde então muitos trabalhos sobre o tema têm sido desenvolvidos. Destaca-se o trabalho de Ellison e Glaser (1997) que discutiu a prevalência de localizações de indústrias no Vale do Silício, nos Estados Unidos, propondo um modelo no qual o efeito “transbordamento” (*spillover*), as vantagens naturais e a chance aleatória contribuem para a concentração geográfica, sendo utilizados para desenvolver um teste capaz de determinar se os níveis de concentração observados são maiores do que se espera que surjam aleatoriamente. Esses testes utilizam medidas, representadas sob a forma de índices, que passaram a ser utilizados por um significativo número de trabalhos científicos.

Dolan e Galizzi (2015) definem um *spillover* como um comportamento influenciado por outro, de modo que uma ampla gama de “repercussões comportamentais” possa ter algum tipo de relação com as diferentes condições ambientais, fazendo surgir padrões de comportamento.

Haddad (1989) sugere a utilização de medidas de localização e de especialização, enquanto métodos de análise científica, para inferir a compreensão dos padrões regionais de crescimento econômico.

Resende e Wyllie (2005) mediram a aglomeração industrial para a indústria de transformação brasileira nos anos de 1995 e 2001, quando utilizaram, dentre outras, as medidas desenvolvidas por Ellison e Glaser (1997). Encontraram substancial heterogeneidade entre os diferentes setores estudados.

Lautert e Araújo (2007) estudaram a concentração espacial da indústria de transformação brasileira em nível de divisões e grupos da Classificação Nacional das Atividades Econômicas (CNAE), nos anos de 1996 e 2001. Também utilizaram, para a análise do nível de concentração, o índice de Ellison e Glaser (1997) e seus componentes. Concluíram que houve uma diminuição no grau de concentração médio e uma relativa estabilidade na distribuição dos setores mais e menos concentrados, com tendência a ser mais significativa naqueles setores com maior conteúdo tecnológico.

Piquet (2010) ressalta a importância da cadeia produtiva da indústria petrolífera do Brasil, destacando as características da região Norte Fluminense. A autora elaborou uma síntese das características técnicas da produção de petróleo e os desafios enfrentados para a

implantação desta indústria no Brasil, identificando o perfil das empresas regionais que atuam nesse segmento.

Almeida (2012) ensina que, para se realizar uma análise exploratória de dados espaciais com o intuito de entender, de modo mais preciso, a natureza da estrutura e da interação do espaço geográfico, pode-se utilizar um conjunto de estatísticas capazes de deduzir, com o uso de testes formais, a presença de autocorrelação espacial.

Dentre as estatísticas sugeridas, pode-se destacar os Coeficientes de Especialização, Coeficiente de Localização, Índice Moran Global e Índice Moran Local.

Souza (2017) avaliou a distribuição espacial da produção agrícola de abacaxi no Brasil, com foco na produção paraibana, no período de 2003 a 2015, quando utilizou o Coeficiente de Localização, o Índice de Moran Global e o Índice de Moran Local.

Vasconcelos (2018) demonstrou como estava distribuída a produção agrícola de produtos de elevada relevância para a economia da Paraíba, quando utilizou as medidas de participação do valor da produção, o coeficiente de especialização, o índice de Moran global e o Índice de Moran local.

Para mensurar a concentração espacial do setor do petróleo, utilizou-se, nesse estudo, seguindo os ensinamentos de Almeida (2012) e Haddad (1989), os Coeficientes de Localização e Especialização, além dos Índices de Moran Global e Local.

Espera-se que o padrão de concentração espacial da cadeia produtiva do petróleo esteja diretamente relacionado com a localização geográfica das reservas identificadas, reduzindo os custos logísticos e, assim, maximizando os ganhos financeiros, principalmente em virtude da deficiente infraestrutura brasileira.

Para isso, escolheu-se o “emprego formal” (conforme registros públicos) como variável *proxy* indicativa, e os Estados da Federação como recorte geográfico.

3 METODOLOGIA DA PESQUISA

3.1 Coleta de dados

Para alcançar os objetivos deste trabalho, foi realizado o levantamento de informações a partir dos dados gerados pela Secretaria Especial de Previdência e Trabalho do Ministério da Economia, da base de dados gerada pelo IBGE e dos relatórios emitidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP), quando foram identificadas as atividades relacionadas à extração, à produção e ao refino de petróleo e seus derivados.

Os dados foram coletados a partir dos seguintes instrumentos: Relação Anual de Informações Sociais (RAIS), Sistema IBGE de Recuperação Automática (SIDRA) e Boletins Mensais da ANP.

A coleta foi realizada manualmente, por consulta e registro em planilhas elaboradas exclusivamente para atender aos requisitos desta pesquisa, adaptadas a partir daquelas geradas pelos sites oficiais, incorporando os dados gerados pela RAIS, pelo SIDRA e pelos Boletins da ANP para o período de 2006 a 2018.

O estudo investigou a distribuição espacial da produção e refino do petróleo no território brasileiro para o período de 2006 a 2018, destacando as regiões e os estados mais especializados, bem como o nível de concentração desse segmento industrial nas Unidades Federativas.

Os Boletins Mensais da ANP, que consolidam os dados da produção nacional de petróleo e gás natural, fornecem informações atualizadas mensalmente sobre a produção brasileira extraída das reservas nacionais de petróleo, comparando os dados com aqueles identificados em períodos anteriores.

Esses relatórios apresentam as participações na produção nacional de petróleo e gás natural pelos principais estados produtores, ilustrando o histórico dessa produção, bem como identificando suas bacias originárias e os operadores dos poços, ou seja, as empresas ou consórcios responsáveis pela exploração e produção.

Sendo assim, os dados extraídos dos Boletins Mensais da ANP permitem que se faça uma análise do panorama geral do setor de petróleo em nível nacional, destacando as regiões em que se concentram as ações das empresas exploradoras desse setor energético.

De outro modo, o Sistema IBGE de Recuperação Automática (SIDRA) permite a consulta aos dados armazenados no Banco de Tabelas Estatísticas gerados pelo IBGE, dentre os quais aqueles que compõem a Pesquisa Industrial Anual (PIA), que disponibiliza a produção e a venda dos produtos e dos serviços industriais, segundo as classes de atividades padronizadas

pela Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE), de onde foram extraídas informações sobre produção e vendas de óleo bruto e seus derivados, em quantidades e em valor monetário, no Brasil e no período de 2006 a 2018.

Resende e Wyllie (2005) criticam a metodologia utilizada pela Pesquisa Industrial Anual (PIA), dado que essa pesquisa prioriza as empresas com 30 (ou mais) colaboradores, realizando uma amostragem probabilística para as empresas menores, quando afirmam ser um desenho impróprio para o cálculo das medidas de concentração.

Essa limitação, a princípio, parece não atingir esse estudo, uma vez que as empresas do setor de Petróleo e Gás, em grande medida em virtude das características da atividade, raramente serão compostas por empresas com tão reduzido número de empregados.

A Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE) é a classificação oficialmente adotada pelo Sistema Estatístico Nacional para a geração de estatísticas por tipo de atividade econômica, tendo sido implementada em 1995 na esfera federal (CNAE-95) e expandido para as esferas estaduais e municipais em 1998.

A CNAE 2.0, em vigor desde 2006, resultou da incorporação de padrões internacionais, recomendada pela Divisão de Estatísticas das Nações Unidas, representando uma profunda reestruturação da CNAE 95, de modo a uniformizar a classificação de atividades econômicas no Brasil com aquela utilizada em outros países de relevância econômica (IBGE, 2020a).

A finalidade desse procedimento foi adequar a codificação utilizada no levantamento dos dados brasileiros, passando a seguir um padrão internacional e tornando possível a harmonização na elaboração e na disseminação de estatísticas econômicas no nível internacional (IBGE, 2020a).

Os dados utilizados nesse estudo foram extraídos da Relação Anual de Informações Sociais (RAIS), da Secretaria Especial de Previdência e Trabalho do Ministério da Economia, a partir da identificação das atividades relacionadas à exploração, à produção e ao refino de petróleo, seguindo o padrão de classificação adotada pela CNAE na sua versão mais atual (CNAE 2.0).

Este trabalho utilizou os dados gerados com desagregação ao nível de divisões, classes e subclasses, estando as divisões ilustradas no Quadro 2, representando a indústria de extração e de transformação, enquanto as classes são codificadas e apresentadas no Quadro 3 para representar o setor de petróleo.

Os dados extraídos das divisões se referem ao estoque de emprego formal da indústria de extração e de transformação, ao nível de desagregação de dois dígitos, para as Unidades da Federação e para os anos de 2006 a 2018, enquanto os dados extraídos das classes eleitas se

referem ao estoque de emprego formal do setor de petróleo, ambos para as Unidades da Federação e para os anos de 2006 a 2018, conforme classificação da CNAE-2.0, com o nível de desagregação de cinco dígitos, compreendendo os vínculos de emprego ativos até o dia 31 de dezembro de cada ano, representando, assim, o estoque de empregos relacionados à cada atividade produtiva do setor de petróleo.

Quadro 2: Divisões CNAE-2.0: indústria de extração e de transformação

Código CNAE 2.0	DIVISÃO INDUSTRIAL
05	EXTRAÇÃO DE CARVÃO MINERAL
06	EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL
07	EXTRAÇÃO DE MINERAIS METÁLICOS
08	EXTRAÇÃO DE MINERAIS NÃO METÁLICOS
09	ATIVIDADES DE APOIO À EXTRAÇÃO DE MINERAIS
10	FABRICAÇÃO DE PRODUTOS ALIMENTÍCIOS
11	FABRICAÇÃO DE BEBIDAS
12	FABRICAÇÃO DE PRODUTOS DO FUMO
13	FABRICAÇÃO DE PRODUTOS TÊXTEIS
14	CONFECÇÃO DE ARTIGOS DO VESTUÁRIO E ACESSÓRIOS
15	PREPARAÇÃO DE COUROS E FABRICAÇÃO DE ARTEFATOS DE COURO, ARTIGOS PARA VIAGEM E CALÇADOS
16	FABRICAÇÃO DE PRODUTOS DE MADEIRA
17	FABRICAÇÃO DE CELULOSE, PAPEL E PRODUTOS DE PAPEL
18	IMPRESSÃO E REPRODUÇÃO DE GRAVAÇÕES
19	FABRICAÇÃO DE COQUE, DE PRODUTOS DERIVADOS DO PETRÓLEO E DE BIOCOMBUSTÍVEIS
20	FABRICAÇÃO DE PRODUTOS QUÍMICOS
21	FABRICAÇÃO DE PRODUTOS FARMOQUÍMICOS E FARMACÊUTICOS
22	FABRICAÇÃO DE PRODUTOS DE BORRACHA E DE MATERIAL
23	FABRICAÇÃO DE PRODUTOS DE MINERAIS NÃO METÁLICOS
24	METALURGIA
25	FABRICAÇÃO DE PRODUTOS DE METAL, EXCETO MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS
26	FABRICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS DE INFORMÁTICA, PRODUTOS ELETRÔNICOS E ÓPTICOS
27	FABRICAÇÃO DE MÁQUINAS, APARELHOS E MATERIAIS ELÉTRICOS
28	FABRICAÇÃO DE MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS
29	FABRICAÇÃO DE VEÍCULOS AUTOMOTORES, REBOQUES E CARROCERIAS
30	FABRICAÇÃO DE OUTROS EQUIPAMENTOS DE TRANSPORTE, EXCETO VEÍCULOS AUTOMOTORES
31	FABRICAÇÃO DE MÓVEIS
32	FABRICAÇÃO DE PRODUTOS DIVERSOS
33	MANUTENÇÃO, REPARAÇÃO E INSTALAÇÃO DE MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS

Fonte: Elaboração própria a partir das informações da RAIS

Quadro 3: Classes CNAE-2.0 selecionadas para representar o setor de petróleo

Código CNAE 2.0	Classe Industrial
06000	Extração de petróleo e gás natural
09106	Atividades de apoio à extração de petróleo e gás natural
19101	Coqueirias
19217	Fabricação de produtos do refino de petróleo
19225	Fabricação de produtos derivados do petróleo, exceto produtos do refino

Fonte: Elaboração própria a partir das informações da RAIS

Já o nível de subclasses foi utilizado no destaque dos principais produtos refinados apresentados no Quadro 4, cuja codificação segue aquela identificada nas tabelas geradas pela Pesquisa Industrial Anual do IBGE para o período de 2006 a 2018.

Destacou-se a produção e a venda do petróleo e de seus principais derivados em território nacional, quantificados em toneladas métricas (TM) e em valor monetário (expressos em milhares de reais), para o período estudado e seguindo a classificação do Quadro 3 e do Quadro 4.

Foi dado destaque aos principais derivados do petróleo, ilustrados na Quadro 4, devido ao maior impacto econômico desse grupo, dentre eles, aqueles que apresentam importância estratégica, resultado da inelasticidade da demanda, realizando grande pressão social sobre os governantes e sobre a empresa estatal que domina o setor, em virtude dos impactos de seus preços sobre os índices de inflação do país, em especial os combustíveis automotivos, energia utilizada para mover a frota nacional responsável pelo abastecimento do território brasileiro.

Quadro 4 – Destaque dos principais produtos refinados ao nível de subclasse da CNAE-2.0

Código PIA	Classe Industrial
0600.2010	Gás natural, liquefeito ou no estado gasoso
1921.2100	Óleo Diesel
1921.2050	Gasolina automotiva ou para outros usos, exceto para aviação
1921.2040	Etileno, propileno, butileno, butadieno e outros gases de petróleo ou hidrocarbonetos gasosos, n.e. - exceto gás natural
1921.2032	Gás liquefeito de petróleo (GLP), exceto líquido de gás natural (LGN)
1921.2065	Nafta Petroquímica

Fonte: Elaboração própria a partir das informações da RAIS

Com o intuito de estabilizar os valores monetários de produção e venda, possibilitando a comparação de valores monetários em tempos diversos, deflacionou-se a série de dados extraídos do SIDRA, com a utilização do índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), índice que pode ser considerado o parâmetro oficial da inflação no país, tendo como principal objetivo a realização do monitoramento da variação nos preços dos produtos para o consumidor final (IBGE, 2020b).

Atualmente abrangendo as famílias com rendimentos de 1 a 40 salários mínimos, residindo em áreas urbanas das regiões metropolitanas de Belém, Fortaleza, Recife, Salvador, Belo Horizonte, Vitória, Rio de Janeiro, São Paulo, Curitiba, Porto Alegre, além do Distrito Federal e dos municípios de Goiânia, Campo Grande, Rio Branco, São Luís e Aracaju, esse índice de preços “*tem como unidade de coleta estabelecimentos comerciais e de prestação de serviços, concessionária de serviços públicos e internet e sua coleta estende-se, em geral, do dia 01 a 30 do mês de referência*” (IBGE, 2020b).

Por fim, a RAIS (Relação Anual de Informações Sociais) é um relatório de informações socioeconômicas coletadas pela Secretaria Especial de Previdência e Trabalho do Ministério da Economia que tem como objetivo, conforme o Decreto nº 76.900 de 23 de dezembro de 1975, suprir as necessidades de controle da atividade trabalhista no país, provendo dados para a elaboração de estatísticas do trabalho, disponibilizando informações do mercado de trabalho, sendo obrigatoriamente preenchida pelas empresas, representando, dessa forma, uma espécie de “censo” anual do emprego formal.

Organizou-se os dados extraídos da RAIS em planilhas, separando-se por Unidade da Federação e para cada ano do período de 2006 a 2018, identificando-se o total de empregos para cada divisão apresentada no Quadro 2 e para cada classe ilustrada no Quadro 3, para cada ano do intervalo escolhido e daí o somatório desses totais, de modo a permitir a construção da *proxy* utilizada para mensurar a concentração do setor de petróleo nas diversas UFs, bem como a especialização dos estados nesse segmento industrial.

3.2 Coeficiente de Localização e de Especialização

Haddad (1989) afirma que, na busca de compreensão dos padrões regionais de crescimento econômico, frequentemente são utilizadas medidas de localização e de especialização enquanto métodos de análise científica.

Nesse sentido, as medidas de especialização possuem a característica de se concentrarem na análise da estrutura produtiva de cada região, provendo o grau de especialização regional das atividades produtivas (HADDAD, 1989).

Este estudo utilizou a variável “vínculo empregatício” como *proxy* para representar a estrutura produtiva do setor de petróleo, comparando as estruturas das Unidades Federativas com a estrutura produtiva nacional.

Sendo assim, considerou-se como referência para o cálculo dos coeficientes o nível de emprego da indústria extrativa e de transformação nos estados e no Brasil.

O Coeficiente de Especialização (*CE*) foi adotado como uma das métricas de análise.

$$CE_j = \frac{\sum_i \left| \frac{E_{ij}}{E_j} - \frac{E_i}{E} \right|}{2} \quad (\text{Equação 1})$$

Onde,

E_{ij} = emprego na indústria *i* na região *j*, onde *i* representa os setores da indústria extrativa e de transformação (reproduzido pelas divisões de 05 a 33 da CNAE-2.0, conforme ilustrado no Quadro 2, anteriormente apresentado) e *j* representa as unidades federativas;

E_i = emprego da indústria *i* no país (indústria extrativa e de transformação conforme classificação do CNAE-2.0, acima descrito, em território nacional);

E_j = emprego total na indústria extrativa e de transformação na região *j* (UF);

E = emprego total na indústria extrativa e de transformação do país.

O *CE* será interpretado como de baixo grau de especialização caso seu valor se aproxime de zero, indicando que o setor estará distribuído na Unidade Federativa (UF) de forma semelhante aos demais setores tomados em conjunto.

Este trabalho analisou se as UFs eram, ou não, especializadas na indústria extrativa e de transformação, complementando-se a análise com a mensuração da participação da distribuição setorial, representada pelas classes: 06000 (extração de petróleo e gás natural); 09106 (atividades de apoio à extração de petróleo e gás natural); 19101 (coqueirias); 19217 (fabricação dos produtos do refino de petróleo) e 19225 (Fabricação de produtos derivados do petróleo, exceto produtos do refino).

De outro modo, com o intuito de mensurar a distribuição espacial, fez-se uso do Quociente Locacional (*QL*), definido adiante:

$$QL_{ij} = \frac{E_{ij}}{E_i} \times \frac{E}{E_j} \quad (\text{Equação 2})$$

Onde,

i = representa o setor estudado;

j = unidade espacial (Unidades da Federação - UF);

E_{ij} = Vínculo empregatício na produção e refino de petróleo na UF i , produção essa representada pelas classes da CNAE-2.0 ilustradas acima;

E_j = Vínculo empregatício na produção extrativista e industrial na UF i ;

E_i = Vínculo empregatício na produção e refino de petróleo em nível nacional, representado pelas classes da CNAE-2.0 (06000, 09106, 19101, 19217 e 19225);

E = Vínculo empregatício na produção dos setores extrativistas e indústria de transformação nacional.

O QL é adotado nesse estudo porque permite ilustrar o comportamento do setor, interpretando a concentração dos seus produtos em um espaço geográfico, identificando, de outro modo, a sua concentração regional, conforme ensinamentos de Haddad (1989).

Sendo assim, ao se utilizar o QL nesse estudo, pretende-se medir a participação espacial do setor, ou seja, a frequência relativa da distribuição espacial do setor de petróleo nas UFs.

Ao adotar o “emprego com vínculo” como *proxy*, pretende-se inferir quais regiões do país ou Unidades da Federação apresentam maior concentração da atividade do setor petrolífero, a partir do número de empregados contratados.

Um valor de QL próximo de zero sugere que o setor em destaque está distribuído naquela UF de forma semelhante ao conjunto de todos os demais setores. Sendo assim, quanto maior for o valor do QL em uma UF, mais concentrado é a atividade do setor em estudo nessa Unidade da Federação.

Para o cálculo do QE e do QL foi adotado o *software Microsoft Excell*, quando se utilizou das planilhas geradas por esse *software*, com os dados organizados de modo a permitir a inserção das fórmulas destacadas nas Equações 1 e 2 acima descritas.

3.3 Índice de Moran Global

Para uma melhor interpretação de como o setor de petróleo está distribuído espacialmente, foi realizada uma análise a partir da utilização do índice de Moran Global (I) com o intuito de medir a relação de dependência espacial entre as Unidades Federativas, de modo a observar se haveria ou não aleatoriedade espacial dessa variável e assim verificar o quanto a dimensão espacial impacta a distribuição da produção e do refino de petróleo (ALMEIDA, 2012; SOUZA, 2017; VASCONCELOS, 2018).

Sendo assim, o Índice de Moran Global se apresenta como um coeficiente de autocorrelação espacial capaz de medir a dependência de uma região em relação à outra, tendo sido proposto pioneiramente por Moran em 1948 (ALMEIDA, 2012, P.105).

Almeida (2012, p.21) ensina que o “*primeiro efeito espacial diz respeito à dependência espacial originada pela interação dos agentes através das regiões*”. O autor convoca a lei de Tobler, conhecida como a Primeira Lei da Geografia, que afirma o seguinte: “*tudo depende de todo o restante, porém o que está mais próximo depende mais*”(ALMEIDA, 2012; TEIXEIRA; BERTELLA, 2015).

Desse modo, a Lei de Tobler estabelece o papel relevante da proximidade, enquanto distância relativa entre as unidades espaciais sobre a interação espacial entre fenômenos.

Importante ressaltar que o efeito da “distância” diz respeito à distância relativa, não necessariamente adstrita ao aspecto geográfico, podendo ser distância relativa de renda, de influência política, ou outro tipo de força interativa verificada pelas unidades espaciais (ALMEIDA, 2012; ISARD, 1956).

Então, a dependência espacial pode ser interpretada a partir da correlação direta entre o valor de uma variável de interesse numa dada região i e o valor dessa variável nas regiões adjacentes j , como pode ser verificado na seguinte relação, sugerida por Almeida (2004).

$$y_i = f(y_j) \quad i = 1, 2, 3 \dots n \quad e \quad i \neq j \quad (\text{Equação 3})$$

A expectativa, então, é de que a proximidade entre as regiões estabelecidas para as operações das atividades de prospecção e refino façam com que elas estejam correlacionadas por algumas dessas forças, principalmente a geográfica (técnica ou logisticamente mais adequada) e/ou a força política (com observância de questões sociais relacionadas ao desenvolvimento de regiões específicas que estão sob a tutela de políticos com maior influência nas decisões de investimento do país, uma vez que o principal *player* do mercado é uma empresa de domínio estatal).

A equação 4 ilustra a composição matemática do Índice de Moran Global (I).

$$I = \frac{n}{s_0} \frac{\sum_i \sum_j w_{ij} z_i z_j}{\sum_{i=1}^n z_i^2} \quad (\text{Equação 4})$$

Onde,

n = número de regiões (UFs)

z = valores das variáveis de interesse *padronizadas* a partir da média, ou seja, representada pelo seu desvio em relação à média (uma variável padronizada tem valor esperado igual a 0 e desvio padrão igual a 1).

i e j = são as regiões (*UFs*)

w = matriz de aleatoriedade espacial

S_0 = o somatório $\sum \sum w_{ij}$

O cálculo desse índice resultará em valores que oscilam entre os extremos -1 e 1, cuja leitura se dá da seguinte forma: a) quanto mais próximo de 0, menor a associação espacial da região; b) quanto mais próximo de -1, maior a autocorrelação espacial negativa entre as áreas estudadas; c) quanto mais se aproxima de 1, mais auto correlacionadas positivamente serão as áreas comparadas (ALMEIDA, 2012).

Então, de modo semelhante a estatística de Durbin-Watson, a estatística I de Moran tem o intuito de capturar a autocorrelação espacial de primeira ordem. Sendo assim, evidencia a existência de autocorrelação positiva, negativa ou neutra entre as regiões ou Unidades Federativas estudadas (ALMEIDA, 2012; LEVINE et al., 2008).

Para o cálculo desse Índice de Moran Global (I) foi utilizado o *Software* GeoDa, na versão livre 1.18.0.

3.4 Índice de Moran Local

Anselin (1995) defende que a maior disponibilidade de grandes conjuntos de dados referenciados espacialmente, além dos sofisticados recursos para visualização, recuperação rápida de dados e manipulação em sistemas de informação geográfica, criaram uma demanda por novas técnicas para análise de dados espaciais de natureza exploratória e confirmatória.

Nesse sentido, Almeida (2012) afirma que não se deve confiar apenas nas estatísticas globais, uma vez que estas podem disfarçar padrões locais de associação linear.

Assim, Almeida (2012) sugere que, para detectar padrões locais, devam ser utilizadas estatísticas orientadas para a obtenção de informações de autocorrelação espacial dessas áreas, sugerindo o “*Local Indicator of Spatial Association (LISA)*” como estatística mais adequada, sendo, segundo ele, o Índice de Moran Local (I_i) a principal estatística *LISA* para alcançar esse objetivo específico.

Anselin (1995) estabelece a estatística local de Moran (I_i) para uma observação i como sendo:

$$I_i = \frac{(y_i - \bar{y}) \sum_j w_{ij} (y_j - \bar{y})}{\sum_i (y_i - \bar{y})^2 / n} \quad (\text{Equação 5a})$$

Ou

$$I_i = z_i \sum_j^J w_{ij} z_j \quad (\text{Equação 5b})$$

Onde,

z_i e z_j são variáveis padronizadas pelo seu desvio em relação à média.

$\sum_j^J w_{ij} z_j$ é o somatório sobre j tal que somente os valores dos vizinhos $j \in J_i$ são incluídos, sendo esses últimos compostos pelos vizinhos da observação i .

Para construção dos mapas de clusters, assim como no cálculo do Índice de Moran Global, utilizou-se do Software GeoDa, na versão livre 1.18.0.

4 RESULTADOS

4.1 Introdução

Os dados extraídos da RAIS, do SIDRA e dos relatórios da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP) permitem uma ampla visão da distribuição espacial da indústria do petróleo no território brasileiro e, assim, tornando possível cumprir os objetivos gerais e específicos desse trabalho.

Inicialmente, apresenta-se um panorama geral da produção e refino de petróleo no território nacional para, em seguida, detalhar-se como a produção e o refino de petróleo se distribuem nos estados produtores.

Então, calculou-se os coeficientes utilizados para mensurar a concentração da indústria do petróleo, bem como o grau de especialização das Unidades da Federação, quando se optou pelo Quociente Locacional (*QL*) e o Coeficiente de Especialização (*CE*) para cumprir os citados objetivos.

Por fim, o Índice de Moran Global e o Índice de Moran Local foram utilizados para medir a relação de dependência espacial entre as Unidades Federativas, identificando possíveis relações de influência de um estado sobre outro.

4.1.1 Extração e Produção de petróleo e gás no território nacional

Em dezembro de 2018, existiam 48 empresas concessionárias operando a extração de petróleo em território brasileiro, tendo a Petrobras produzido uma média diária de 2.556.969 barris de óleo equivalente (75,07% da produção total), enquanto a Shell Brasil, segunda maior concessionária, havia produzido 414.438 barris diários (12,17% do total produzido) e a Petrogal Brasil, terceira no ranking nacional, produziu 114.561 barris diários (3,36%). As três maiores empresas juntas (Petrobrás, Shell Brasil e Petrogal Brasil) sendo responsáveis por 90,60% da produção nacional.

A Tabela 1 apresenta, em ordem decrescente, a produção média diária das 48 empresas que operavam a exploração de petróleo em território brasileiro em dezembro de 2018.

Essa exploração nacional é ilustrada na Figura 4, que apresenta o número de campos que extraíram petróleo nos principais estados produtores, nos anos de 2013 e 2018, ilustrando como evoluiu a exploração de óleo cru no território brasileiro nesse intervalo. O ano de 2013 foi escolhido por ter apresentado a maior quantidade histórica de campos de exploração no intervalo estudado. Já o ano de 2018 foi eleito por ser o mais atual na amostra escolhida.

Tabela 1: Produção diária do setor de petróleo da indústria brasileira, por empresa concessionária, em dezembro de 2018.

Nº	Concessionário	Petróleo (bbl/d)	Gás Natural (Mm ³ /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	36	413	2.632
19	Geopark Brasil	36	413	2.632
20	Maha Energy	2.168	41	2.426
21	CNODC Brasil	990	66	1.407
22	CNOOC Petroleum	990	66	1.407
23	OP Pescada	102	75	577
24	SHB	500	6	539
25	Petrosynergy	489	8	538
26	Imetame	177	29	357
27	Parnaíba Gás Natural	6	48,4	310
28	Nova Petróleo Rec	211	2	226
29	Partex Brasil	134,4	0,2	136
30	Recôncavo E&P	88	1	97
31	Phoenix	20	10	85
32	Santana	68	1	77
33	Orteng Óleo e Gás	0	9	56
34	Perícia	21	0,1	21
35	Guto & Cacal	17	0,1	18
36	Alvopetro	15	0,2	16
37	Vipetro	14	0,03	14
38	Sonangol Guanambi	8	0,1	9
39	EPG Brasil	6	0,1	7
40	Newo	7	0	7
41	Central Resources	5	0	5
42	Ubuntu Engenharia	4	0,01	4
43	IPI	4	0,04	4
44	Nord	3	0	3
45	Petroborn	0	0,4	3
46	Leros	1	0	1
47	Energizzi Energias	1	0,01	1
48	Petroil	0,4	0	0,4
Total Geral		2.691.014	113.684	3.406.064

Fonte: Adaptado de ANP/SDP/SIGEP – dezembro/2018

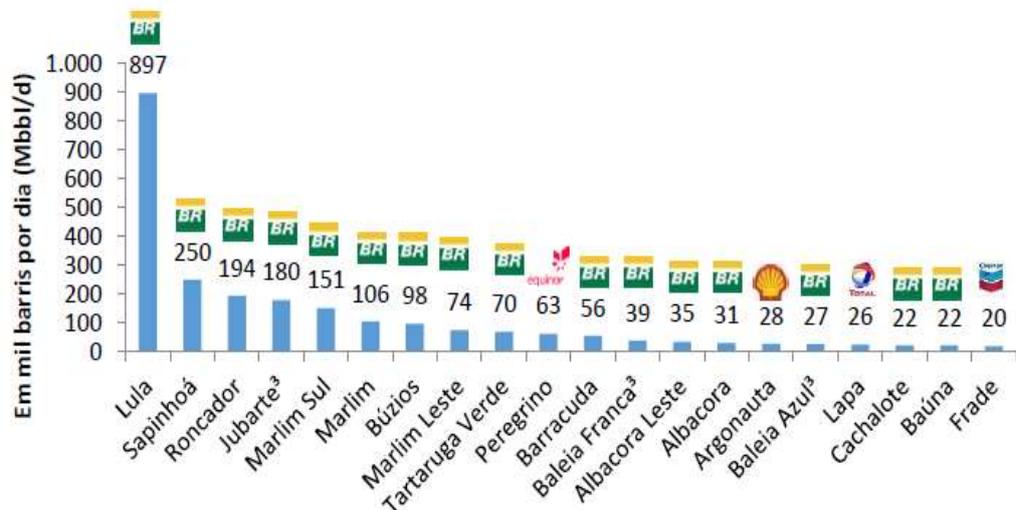
Figura 4: Campos de petróleo nos principais estados produtores (2013 ----- 2018)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados extraídos dos relatórios mensais da ANP

Seguindo essa linha de apresentação, a Figura 5 ilustra os campos que mais produziram petróleo no Brasil em 2018, trazendo os valores declarados para o mês de dezembro desse mesmo ano, conforme relatório da ANP para o mês em destaque.

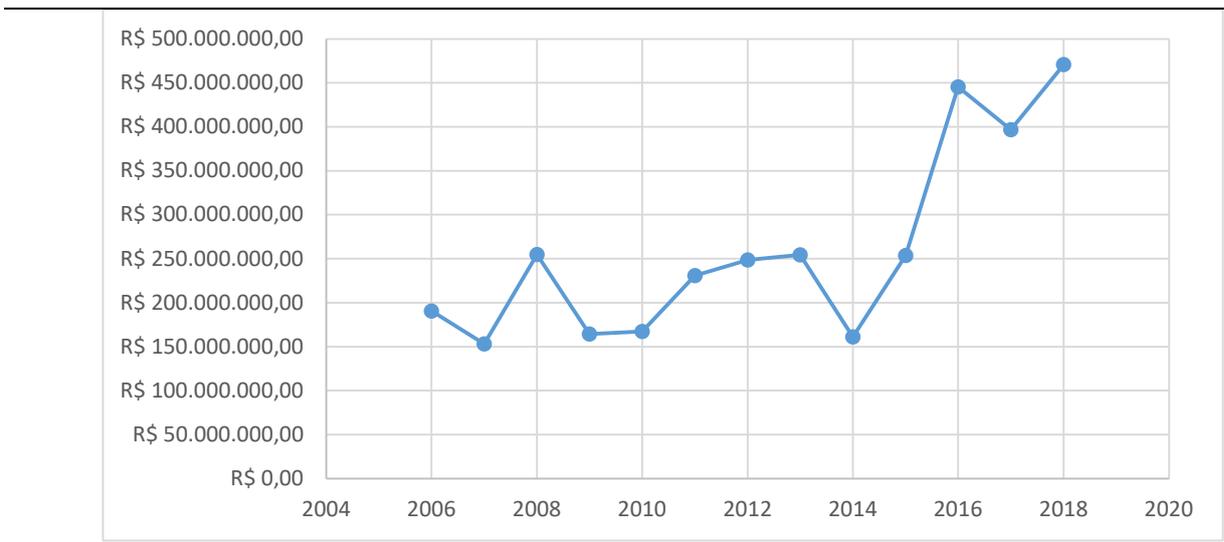
Figura 5: Os 20 campos com maior produção diária de óleo cru em território brasileiro, extraídos em dezembro de 2018



Fonte: Relatório de Dezembro de 2018 - ANP

O Gráfico 1 apresenta o comportamento do valor da produção nacional de petróleo e gás no território brasileiro para o período de 2006 a 2018, medidas em Reais e corrigidos pelo IPCA:

Gráfico 1: Produção anual de óleo e gás em território brasileiro, em termos reais (corrigida pelo IPCA), para o período de 2006 a 2018, expressos em Reais



Fonte: Elaboração própria a partir de dados gerados pelo IBGE

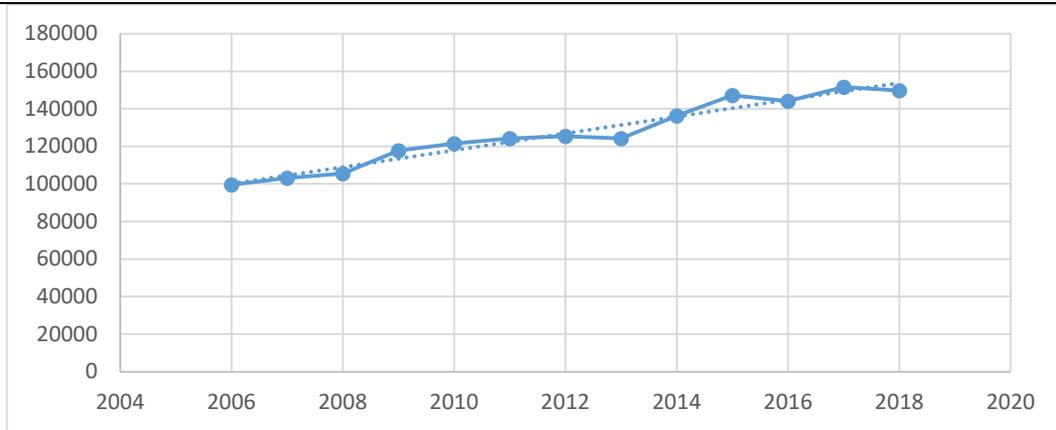
Pode-se observar que apesar da descoberta de jazidas de petróleo no Pré-Sal, datadas de 2006, somente após 2014 a produção de óleo extraída dessas fontes vai impactar o volume total produzido no território nacional.

Nesse sentido, ao se isolar a produção de óleo cru, pode-se verificar a manutenção de uma tendência histórica, compensando-se a redução da exploração em águas rasas e em terras “enxutas”, com a cada vez mais intensa exploração das jazidas do Pré-Sal, localizadas em águas profundas.

Uma análise do Gráfico 2 aponta esse crescimento histórico da produção de óleo cru, com a manutenção da linha de tendência de crescimento, sem qualquer indicação de movimento abrupto, apesar da exploração das novas descobertas que coloca o país entre os maiores detentores de reservas de petróleo do globo.

Isto sugere que, apesar da grande reserva de petróleo identificada e do abandono da condição de “país importador” dessa *commodity*, os ganhos efetivos ainda estão reservados para um breve futuro, podendo esse setor contribuir significativamente para o crescimento econômico do país, uma vez que ainda existe uma grande lacuna de exploração dessa riqueza energética.

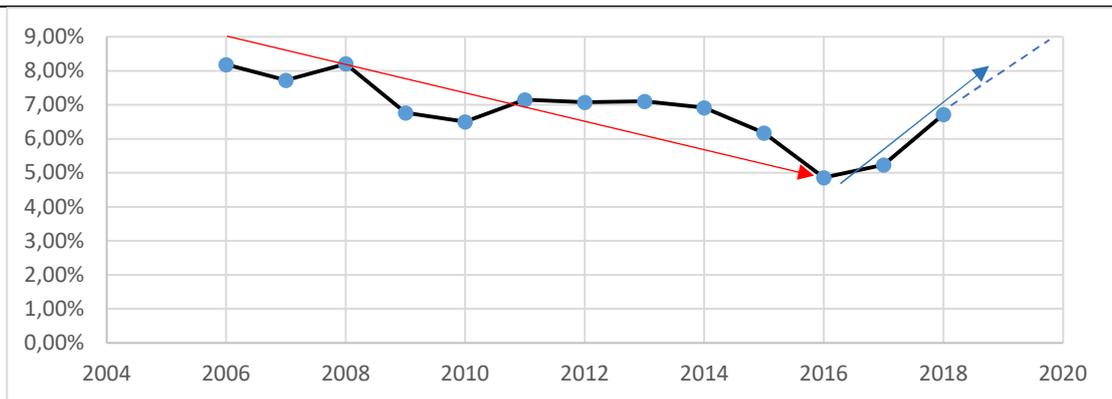
Gráfico 2: Produção histórica de óleo cru (em estado bruto), no Brasil, no período de 2006 a 2018.



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados gerados pelo IBGE

Ao se estabelecer uma relação com o PIB do país, evidencia-se uma quebra da “tendência de queda” observada sobre a participação da produção de petróleo nesse indicador, anotando-se uma participação de 6,72% de toda a produção nacional em 2018 contra 5,24% no ano anterior, um crescimento de 1,48% do PIB em um ano, confirmando o crescimento já observado em 2017, conforme ilustra o Gráfico 3.

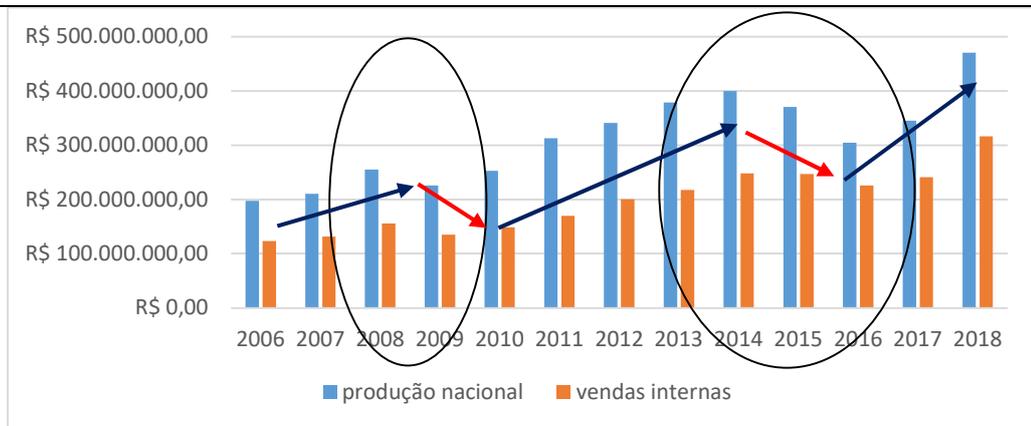
Gráfico 3: Tendência da relação entre a produção total do setor de petróleo em território nacional e o PIB brasileiro.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados extraídos do SIDRA

Essa produção se mostra suficiente para suprir o consumo e os estoques internos, resultando em saldo produtivo exportável, consolidando o Estado brasileiro como exportador de petróleo bruto. O Gráfico 4 apresenta a distribuição da produção e da venda dessa *commodity*, no período estudado.

Gráfico 4: Produção e Vendas do setor de petróleo no período de 2006 a 2018, em Reais



Fonte: Elaboração própria a partir de dados extraídos do SIDRA

Pode-se observar uma tendência de crescimento de consumo de petróleo nesse período, com dois momentos de retração que coincidem com o período imediatamente posterior à crise mundial de 2008 – a crise dos *subprimes* – e a crise política que se instalou no país em 2015, com o conseqüente processo de *impeachment* da presidente do Brasil em 2016, embora não se possa afirmar a existência de relação entre esses fatos e a redução do consumo nos períodos a partir da leitura dos dados dessa pesquisa.

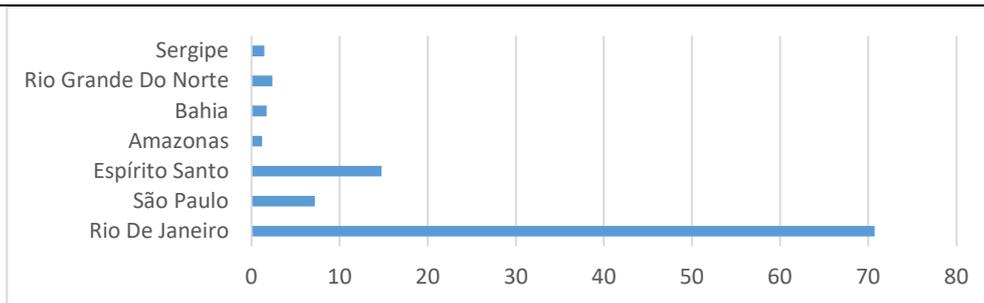
Assim, observa-se a crescente participação desse setor industrial na composição do Produto Interno Bruto do país, confirmando a importância do setor de petróleo na recuperação econômica da nação, de modo a contribuir para a superação da crise sanitária que se instalou no mundo nesse ano de 2020, seja ajudando na arrecadação tributária federal, estadual e municipal, seja distribuindo renda por meio dos *royalties* obtidos das operações desse setor.

Essa produção nacional tem se elevado a cada ano, com produções crescentes em águas profundas, sendo essas as regiões de principal atuação das empresas que exploram a extração de óleo em território nacional, principalmente após as descobertas do Pré-Sal, fazendo com que os estados produtores que não exploram o Pré-Sal vejam sua participação no total de óleo produzido ser reduzida, diminuindo assim sua contribuição para a composição do PIB nacional desse setor.

Os dados levantados apontaram para uma grande concentração da produção em alguns poucos estados, de modo que foi realizada a exclusão dos estados não produtivos, com intuito de facilitar a visualização das tabelas e a melhor compreensão da distribuição espacial.

Sendo assim, os sete maiores produtores de petróleo em território nacional estão ilustrados no Gráfico 5, apontando uma elevada concentração na região Sudeste, entre os estados que produzem mais de dois por cento da produção total.

Gráfico 5: Participação na produção de petróleo em território nacional, em pontos percentuais, para os estados com média superior a 2% da produção nacional, para o ano de 2018.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados de produção gerados pela ANP

O estado do Espírito Santo, o mais novo explorador de jazidas entre os grandes estados produtores, com grande parte da produção em águas profundas, utiliza-se da infraestrutura já criada para o atendimento aos campos marítimos do estado do Rio de Janeiro, com quem faz fronteira, aparecendo em segundo lugar na produção volumétrica nesse ano de 2018.

Já a Bahia, estado pioneiro na exploração desse recurso energético no território nacional, só aparece em quinto lugar na classificação por volume produzido nesse ano de 2018, apesar de acumular uma grande quantidade de ativos da indústria petrolífera em seu território.

Entre os estados localizados fora do eixo produtivo do Sudeste, pode-se verificar que o estado do Rio Grande do Norte se apresenta como o de maior destaque na produção remanescente, concentrando quase totalidade dos seus campos produtivos em terra firme, com diminuta produção em área marítima de baixa profundidade.

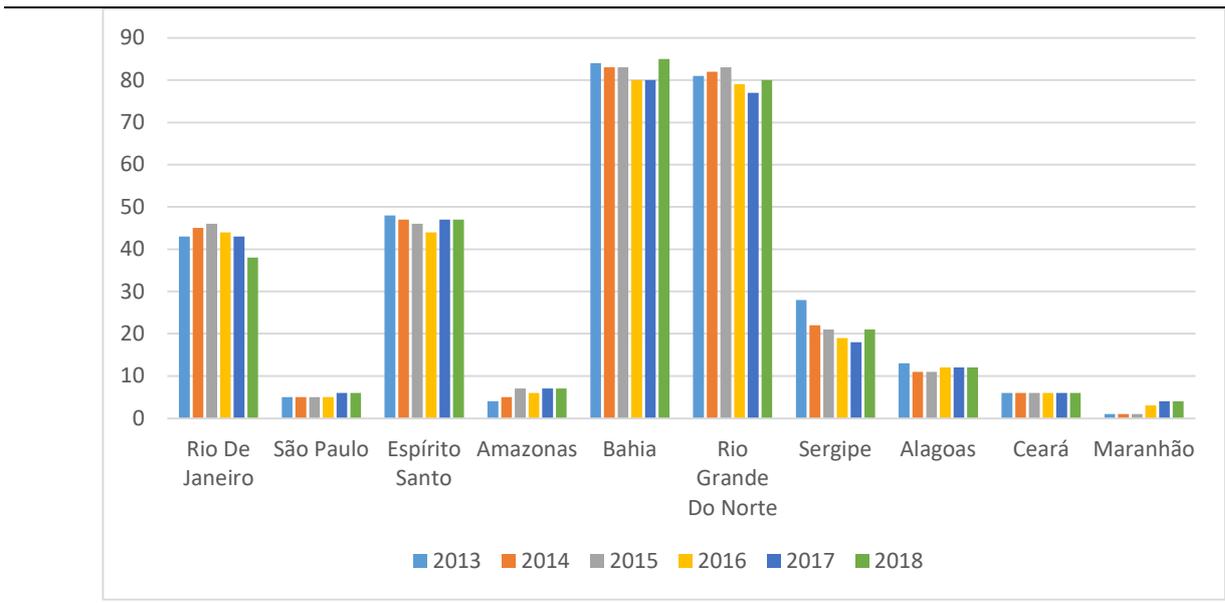
Nesse sentido, o estado do Rio Grande do Norte mantém o título de maior produtor terrestre de petróleo, embora a quantidade produzida tenha representado cada vez menos participação na produção total.

Pode-se verificar, também, uma tendência de redução da produção de óleo no estado do Amazonas, apesar do óleo produzido nessa região se destacar pela elevada qualidade.

Essa redução na produção em área de floresta, apesar da identificação de reservas de petróleo de excelente qualidade ali localizadas, pode estar relacionada com as pressões políticas e sociais em questões envolvendo o meio ambiente, com o olhar do mundo para a região e para as ações de Estado e de empresas no trato com as questões ambientais.

Sendo assim, apesar do número de poços ativos ter se mantido nos últimos cinco anos, conforme ilustrado no Gráfico 6, observa-se uma exploração cada vez menor na região, sinalizando um possível desinvestimento da empresa estatal, dominante do mercado de petróleo brasileiro, e a não expansão de exploração na região de floresta.

Gráfico 6: Números de campos produtores de petróleo dos estados brasileiros com uma média de produção maior que 2% do total produzido, no período de 2013 a 2018.



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados dos relatórios da ANP

Situação semelhante ocorre no Rio Grande do Norte que, apesar de apresentar praticamente os mesmos campos produtivos nos anos de comparação, tem visto uma drástica redução na produção de óleo, tendo já sido anunciada pela empresa, tanto em seus relatórios corporativos quanto em declarações públicas em mídia local, a saída do estado com a total transferência de seus ativos para a iniciativa privada.

Essa nova realidade que se impõe sobre a distribuição da produção de petróleo no território brasileiro pode ser um posicionamento estratégico da empresa, ou o resultado da falta de investimentos na exploração das jazidas. Nesse último caso, resultado da situação política e financeira a que se submeteu a companhia na última década. No primeiro, como forma de limitar a quantidade ofertada ou fomentar reservas para uso futuro, ou ainda, uma possível estratégia de concentração de suas operações em áreas de águas profundas, onde se encontram as jazidas do Pré-Sal.

4.1.2 O refino de petróleo no território nacional

O setor de refino apresentava em 2018 dezenove unidades em operação e uma em processo de construção, com capacidade produtiva detalhada na Tabela 2, adiante descrita.

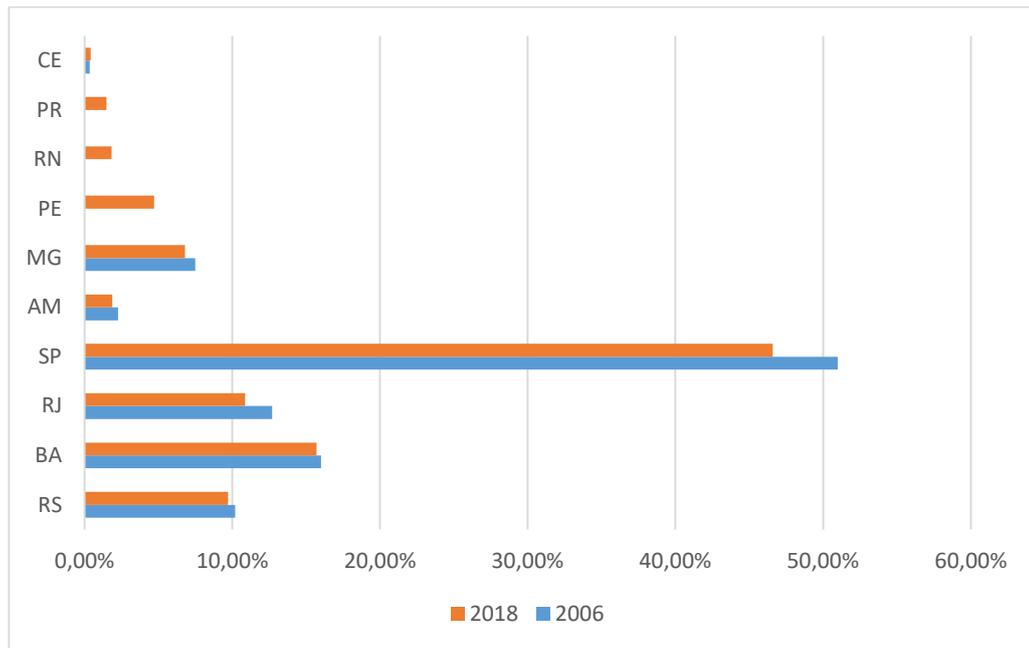
Tabela 2: Refinarias em atividade no Brasil nos anos de 2006 e 2018 e suas respectivas capacidades produtivas nominais.

REFINARIAS	LOCALIZAÇÃO	CONTROLE	CAPACIDADE PRODUTIVA NOMINAL (em barril/dia)	
			2006	2018
Refinaria Riograndense	RS	Privado	16964	17.014
Refinaria Landulfo Alves - RLAN	BA	Petrobras	322627	377.389
Refinaria de Manguinhos	RJ	Privado	13822	14000
Refinaria Capuava - RECAP	SP	Petrobras	53405	62.898
Refinaria Presidente Bernardes -RPBC	SP	Petrobras	169638	169.825
Refinaria Isaac Sabbá - REMAN	AM	Petrobras	45865	45.916
Refinaria Duque de Caxias - REDUC	RJ	Petrobras	241892	251.592
Refinaria Gabriel Passos - REGAP	MG	Petrobras	150790	166.051
Refinaria Alberto Pasqualini - REFAP	RS	Petrobras	188487	220.143
Refinaria do Planalto Paulista - REPLAN	SP	Petrobras	364408	433.997
Refinaria Presidente Getúlio Vargas - REPAR	SP	Petrobras	188487	213.853
Refinaria Henrique Lage - REVAP	SP	Petrobras	251316	251.592
Refinaria Abreu e Lima	PE	Petrobras	-	115.009
Refinaria Potiguar Clara Camarão	RN	Petrobras	-	44.658
Unidade de Industrialização do Xisto	PR	Petrobras	-	36000
Refinaria de Lubrificantes e Derivados do Nordeste	CE	Petrobras	6911	10.378
Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – COMPERJ	RJ	Petrobras	-	Em obras de construção
Fasf	BA	Privado	-	3.774
Univen	SP	Privado	-	5.158
Dax Oil	BA	Privado	-	2.095
Total Brasil			2.014.612	2.441.342
Fator de Utilização			90,9%	75,8%

Fonte: Adaptado de Dias e Quaglino (1994) e atualizado para dados de capacidade produtiva nominal.

O Gráfico 7, utilizando-se dos dados ilustrados na Tabela 2, apresenta a proporção de capacidade de refino dos estados brasileiros, por volume de refino, nos anos de 2006 e 2018, indicando a porcentagem de concentração do refino em território nacional nos anos polares da amostra.

Gráfico 7: capacidade nominal de refino por UF, nos anos de 2006 e 2018.



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados gerados pela ANP

Entre as operadoras do setor de refino, além da Petrobras (que possui quatorze refinarias próprias), podem ser identificadas outras poucas empresas de capital inteiramente privado.

Localizada no Recôncavo Baiano, a refinaria Landulpho Alves (RLAM) foi a primeira refinaria de petróleo construída no Brasil, alimentada pelo sonho de independência dessa fonte energética. Hoje, a RLAN se coloca como a segunda maior refinaria do país com uma capacidade instalada de 51.352 m³/dia (323 mil barris) sendo responsável pelo refino diário de 31 tipos diferentes de produtos refinados (ANP, 2019; PETROBRAS, 2020).

Dentre os refinados produzidos na RLAN destaca-se a produção de “*food grade*”, um tipo de parafina de teor alimentício utilizada para fabricação de chocolates, chicletes, revestimento de frutas, dentre outros, sendo a RLAN a única refinaria brasileira produtora desse insumo, além do derivado n-parafinas, insumo básico para a fabricação de detergentes biodegradáveis (PETROBRAS, 2020).

Já no estado de São Paulo foram identificadas cinco refinarias, sendo quatro pertencentes à Petrobras e uma de capital inteiramente privado. Dessas, a refinaria de Paulínia (REPLAN) se apresenta como a maior refinaria brasileira, com capacidade de processar 69 mil m³/dia (434 mil barris), representando cerca de 20% de toda a capacidade de refino do petróleo brasileiro. O óleo utilizado em sua planta de refino é quase que integralmente originado de poços nacionais e na sua grande maioria explorados na Bacia de Santos, em campos de exploração do Pré-Sal, suprindo a demanda do interior de São Paulo, estados de Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Rondônia, Goiás, Tocantins e Acre, além de Brasília, Sul de Minas Gerais e Triângulo Mineiro (ANP, 2019; PETROBRAS, 2020).

De outro modo, a refinaria Presidente Bernardes (RPBC) com capacidade instalada de 28.300 m³/dia (178 mil barris), caracteriza-se como uma das unidades com alta capacidade de conversão, sendo capaz de produzir uma grande variedade de derivados de alto valor agregado e padrão internacional. Dentre os produtos de alta qualidade processados na RBPC, pode-se enumerar a gasolina premium, gasolinas de competição, gasolina de aviação, óleo diesel, hidrogênio, benzeno, xilenos, toluenos, coque de petróleo, nafta petroquímica, combustíveis marítimos (bunker), dentre diversos outros derivados de alto valor agregado (ANP, 2019; PETROBRAS, 2020).

Outra refinaria de grande relevância em nível nacional é a refinaria Duque de Caxias (REDUC) no Rio de Janeiro, uma das maiores refinarias do Brasil em capacidade instalada. O destaque no cenário nacional se dá, em grande medida, em virtude da logística privilegiada e do fato de produzir 80% de toda demanda de lubrificantes, além de ser responsável pelo maior processamento do gás natural nacional. Além disso, é a refinaria que apresenta o maior portfólio de produtos refinados, com a capacidade de refinar 55 tipos diferentes de produtos derivados. Com capacidade instalada de 38.000 m³/dia (239 mil barris) foi responsável por impulsionar o nascimento de um grande polo industrial na região Fluminense, fomentando a economia local (ANP, 2019; PETROBRAS, 2020).

De outra forma, sem relevância em nível nacional, a pequena planta de refino potiguar Clara Camarão se destaca por ter tornado o estado do Rio Grande do Norte o único do país autossuficiente na produção de combustíveis derivados do petróleo. Com capacidade de produzir 6.000 m³/dia (37 mil barris), a refinaria foi projetada para atender o estado do Rio Grande do Norte e o Sul do estado do Ceará, alimentando o Polo Industrial de Guamaré, com capacidade de produzir diesel, nafta petroquímica, querosene de aviação e gasolina automotiva (ANP, 2019; PETROBRAS, 2020).

Essa planta de refino potiguar, entretanto, tem sofrido grande impacto pelas decisões de desinvestimento da Petrobras, com redução na capacidade produtiva efetiva, concentrando sua produção em *bunker* marítimo, uma espécie de combustível para consumo de navios.

As refinarias localizadas no Sul do país, Alberto Pasqualini (REFAP) e Presidente Getúlio Vargas (REPAR), utilizam mistura de óleo doméstico e de óleo importado, com maior participação de óleo nacional. A REPAR apresenta capacidade de processar 33.000 m³/dia e é responsável por cerca de 12% da produção brasileira de derivados de petróleo, atendendo os mercados do Paraná, Santa Catarina, Sul de São Paulo e Mato Grosso do Sul (ANP, 2019; PETROBRAS, 2020).

É no Rio Grande do Sul que se encontra instalada a mais antiga refinaria brasileira. De controle inteiramente privado, em operação desde 1936, a refinaria Riograndense, instalada em Canoas, no Rio Grande do Sul apresenta capacidade de processar 14.000 m³/dia.

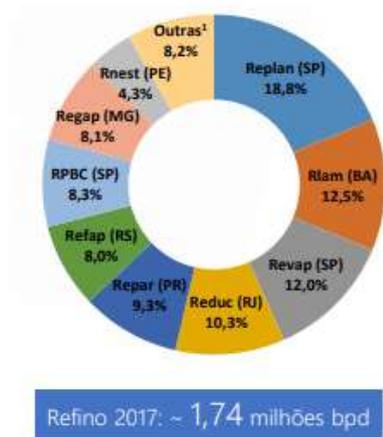
Também de origem privada, a Refinaria Isaac Sabbá, igualmente conhecida como Refinaria de Manaus (REMAN), leva o nome do seu fundador, o empresário Isaac Sabbá, tendo sido incorporada ao ativo da Petrobras em 1974, dispondo atualmente a capacidade de processar 46 mil barris/dia. Localizada em área de floresta, na cidade de Manaus, no estado do Amazonas, possui a característica peculiar de ser a única autossuficiente em energia, produzindo, em uma central termoelétrica que compõe o seu ativo, o montante de 5,8 megawatts, energia suficiente para atender toda a sua demanda operacional (ANP, 2019; PETROBRAS, 2020).

A Figura 6 ilustra a participação das principais refinarias brasileiras no total refinado em 2017, com cerca de 50% de todo o refino concentrado no eixo Rio-São Paulo.

Já a Figura 7 apresenta a distribuição dessas mesmas refinarias no território nacional, trazendo em detalhe a capacidade do parque de refino brasileiro, o maior da América Latina, com capacidade de processamento de 2,4 milhões de barris de petróleo por dia, sendo também, de acordo com a ANP (2017), o oitavo maior parque de refino do mundo.

Essa condição sugere que o parque de refino brasileiro possa garantir a capacidade de tornar o país autossuficiente em derivados de petróleo, restando aos *players* do mercado os incentivos econômicos e estratégicos para concretizar essa realização.

Figura 6: Participação das principais refinarias brasileiras no refino de petróleo em 2017.



Participação de Refinarias não Petrobras (2017): 1,4%

Fonte: ANP

Figura 7: Distribuição das refinarias e capacidade do parque de refino do Brasil em 2017.

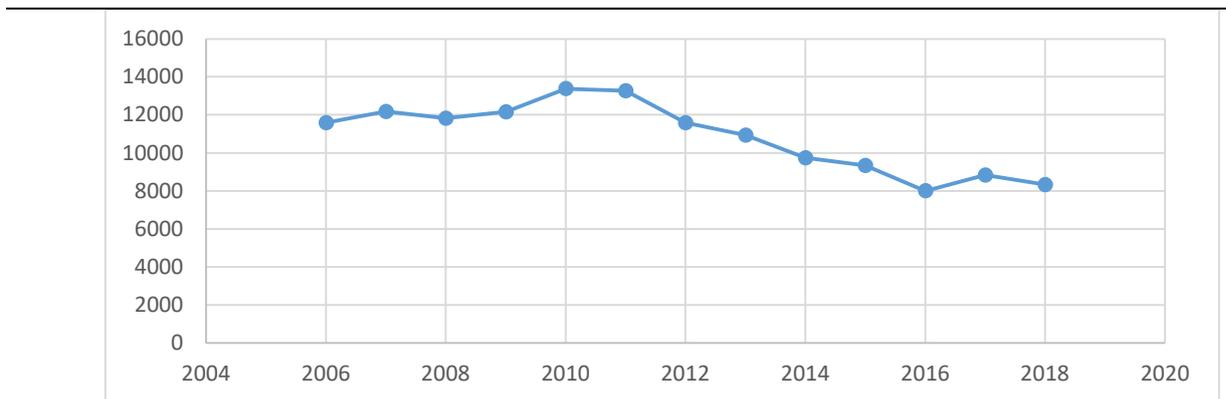


Fonte: Elaboração própria a partir dos dados gerados pelos relatórios da ANP

Ao se analisar os Gráficos 8 a 12, que ilustram o comportamento da produção nacional de produtos refinados, pode-se verificar uma redução interessante na produção desses derivados a partir de 2013.

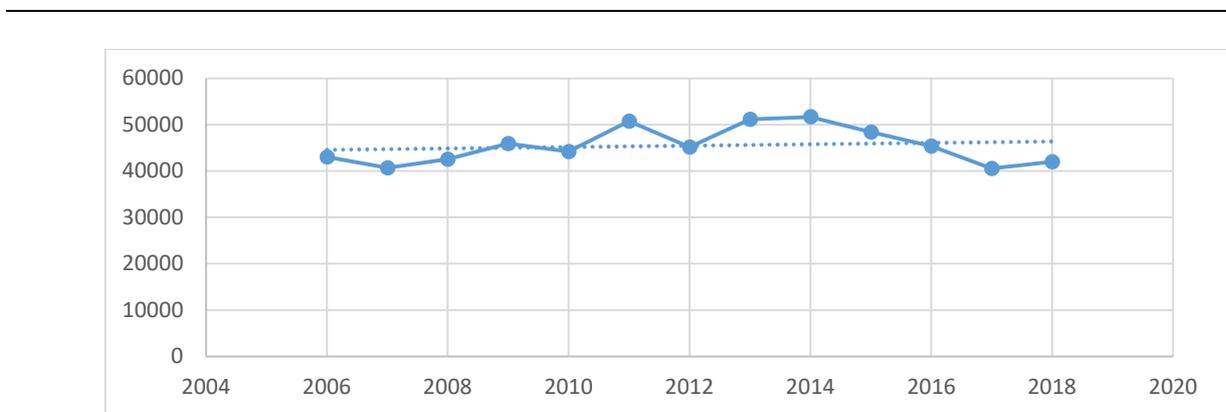
Essa realidade pode, a princípio, ser explicada pelo menor consumo identificado nesse período, como pode ser visto nos Gráficos 13 a 17, que apresentam o comportamento da demanda pelos produtos refinados no mesmo período.

Gráfico 8: Comportamento histórico da produção de GLP pelo parque de refino brasileiro, no período de 2006 a 2018.



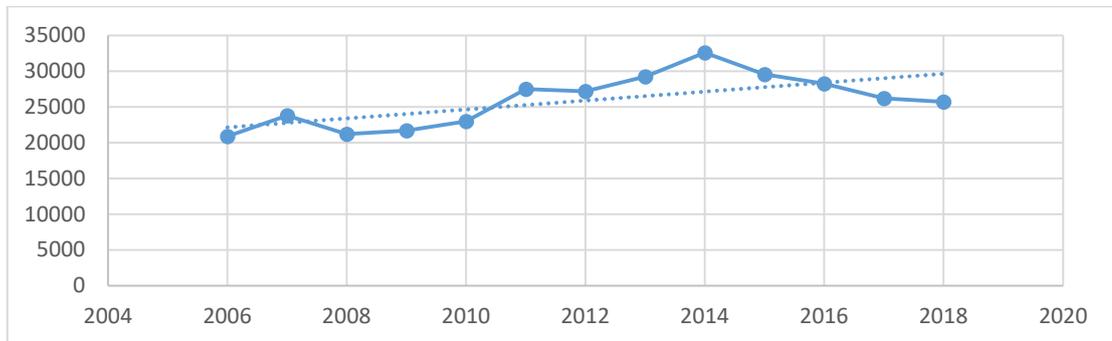
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados gerados pelo IBGE - SIDRA

Gráfico 9: Comportamento histórico da produção de óleo diesel pelo parque de refino brasileiro, no período de 2006 a 2018.



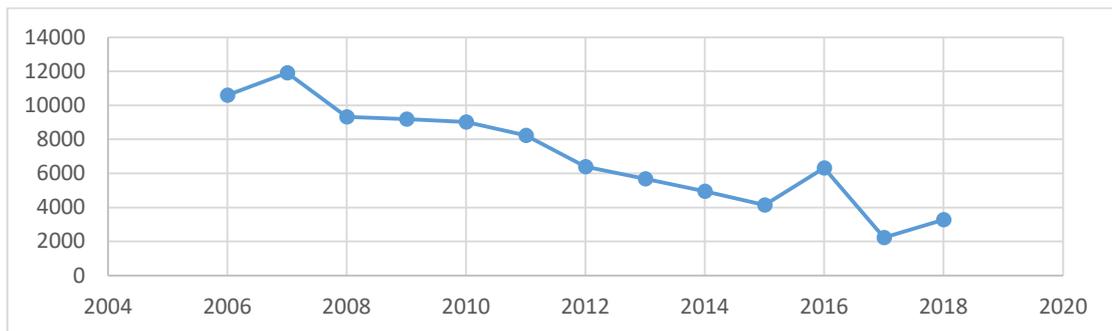
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados gerados pelo IBGE - SIDRA

Gráfico 10: Comportamento histórico da produção de gasolina pelo parque de refino brasileiro, no período de 2006 a 2018.



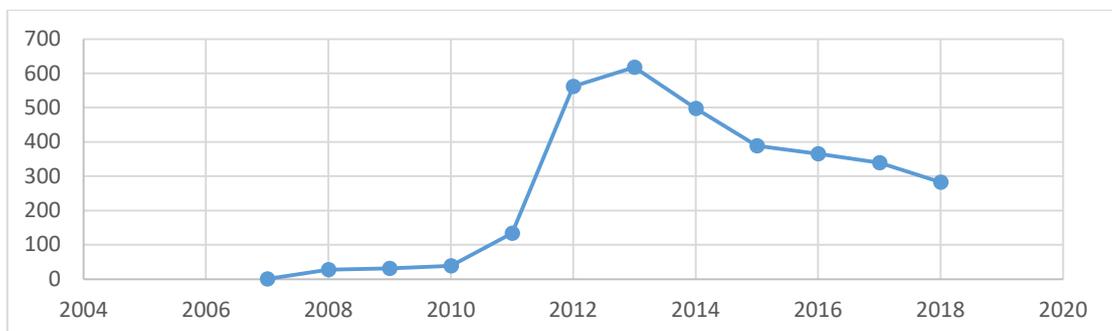
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados gerados pelo IBGE - SIDRA

Gráfico 11: Comportamento histórico da produção de nafta petroquímica pelo parque de refino brasileiro, no período de 2006 a 2018.



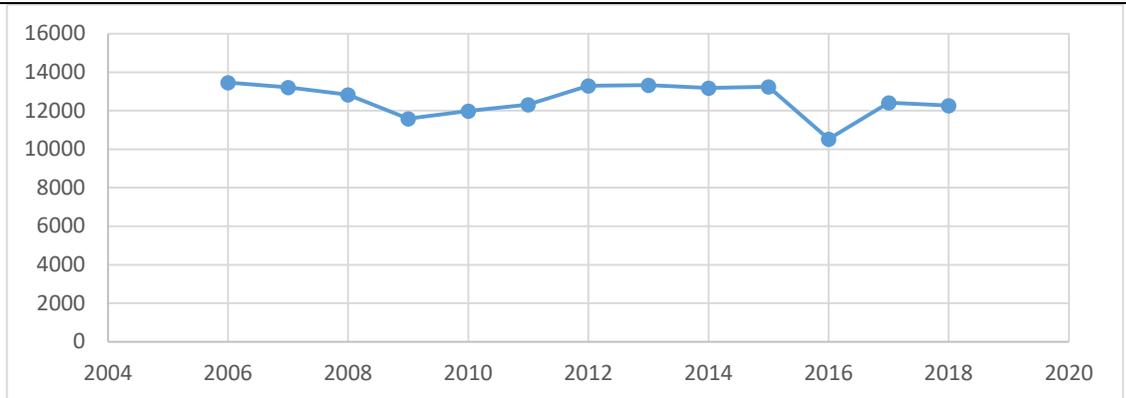
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados gerados pelo IBGE - SIDRA

Gráfico 12: Comportamento histórico da produção de outros insumos utilizados na indústria de plástico e outros sintéticos pelo parque de refino brasileiro, no período de 2006 a 2018.



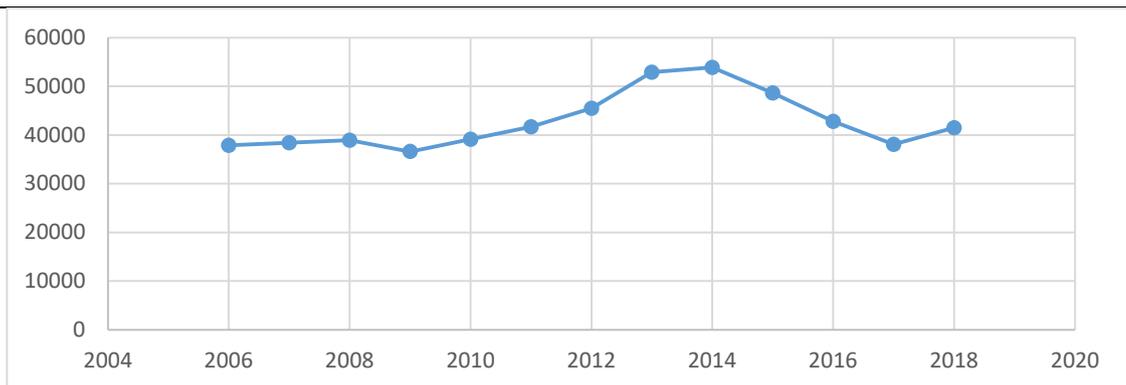
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados gerados pelo IBGE - SIDRA

Gráfico 13: Comportamento histórico da venda de GLP no mercado interno brasileiro, no período de 2006 a 2018



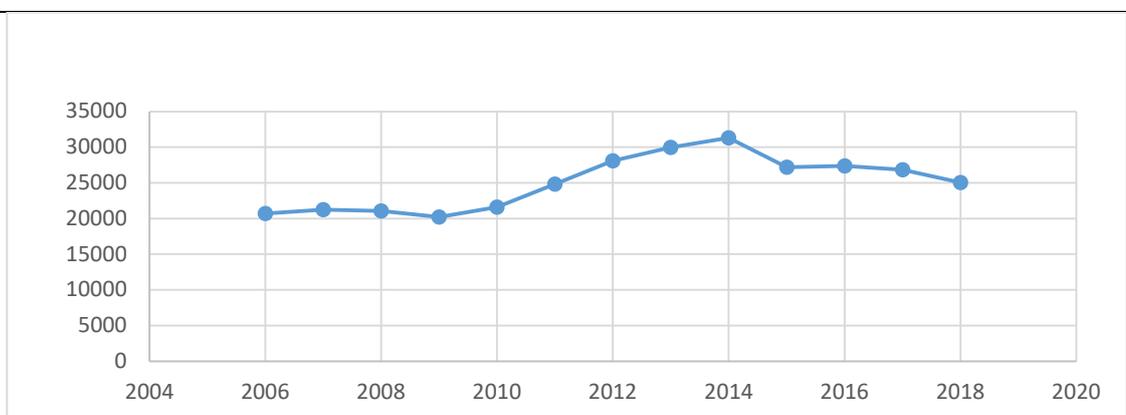
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados gerados pelo IBGE - SIDRA

Gráfico 14: Comportamento histórico da venda de óleo diesel no mercado interno brasileiro, no período de 2006 a 2018



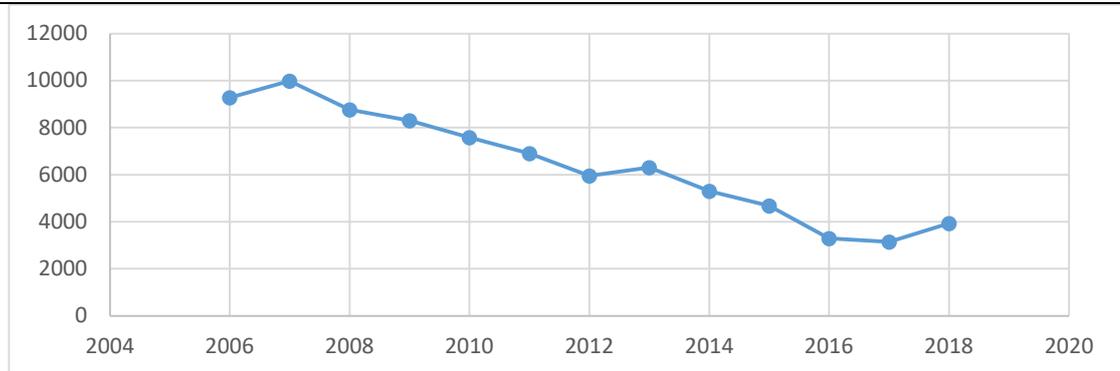
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados gerados pelo IBGE - SIDRA

Gráfico 15: Comportamento histórico da venda de gasolina no mercado interno brasileiro, no período de 2006 a 2018



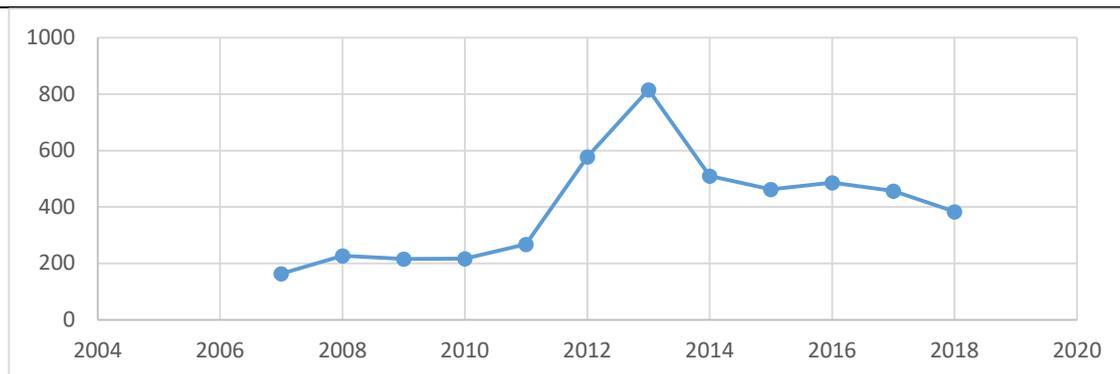
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados gerados pelo IBGE - SIDRA

Gráfico 16: Comportamento histórico da venda de nafta petroquímica no mercado interno brasileiro, no período de 2006 a 2018



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados gerados pelo IBGE - SIDRA

Gráfico 17: Comportamento histórico da venda de derivados utilizados na indústria de plásticos e outros sintéticos no mercado interno brasileiro, no período de 2006 a 2018



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados gerados pelo IBGE – SIDRA

A teoria econômica afirma que uma queda na demanda por um dado produto, mantendo-se a oferta de mercado, implicaria em pressão para redução de preços, ao se considerar que haverá excesso de produtos ofertados.

Nesse sentido, a redução do refino destinado a atender à demanda nacional para cada momento histórico, pode ser a explicação para os elevados preços internos praticados, apesar da identificada queda no consumo.

No caso brasileiro, como um só *player* controla mais de 98% da quantidade refinada, a queda na demanda é facilmente corrigida com a redução da produção, uma vez que não há a preocupação de se entender a estratégia a ser adotada pela concorrência, dado que se tem garantido o grau de participação da empresa no mercado de refino de petróleo.

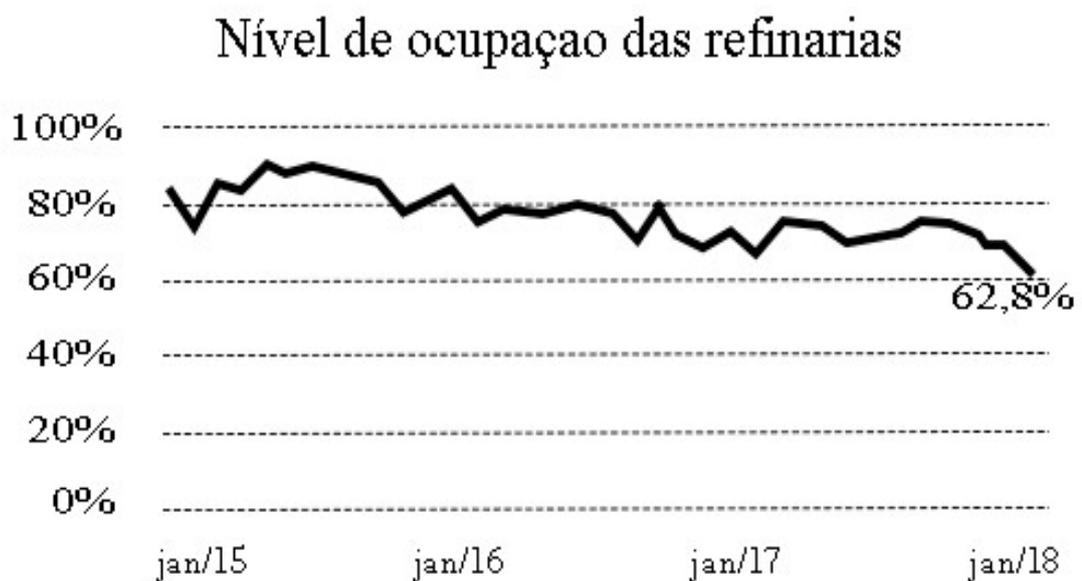
Dessa forma, com uma redução na capacidade efetiva de produção, havendo discrepância entre a oferta e a demanda, em favor dessa última, haverá a necessidade de se importar uma maior quantidade de produtos refinados, precificados em dólar, pressionando os preços internos para cima, dado que a retomada da produção requer rearranjos administrativos e operacionais que inviabilizam uma reação no curtíssimo prazo.

Essa política de redução da produção de produtos derivados do petróleo é confirmada quando se analisa a Figura 8, que apresenta a produção efetiva do refino nacional se aproximando de 60% da capacidade nominal instalada, traduzida em quase 40% de ociosidade produtiva.

Sendo assim, diante da estratégia declarada pela Petrobras, empresa dominante do mercado de petróleo brasileiro, de se concentrar na produção de petróleo, abrindo mão das unidades de refino, a sinalização dada ao mercado é a de que o aumento das exportações de petróleo cru continuará crescendo e que as importações líquidas dos principais derivados tendem a se manter no curto e médio prazo.

Logo, a redução do refino pode ser uma estratégia de governo para atrair outros *players*, seja por meio da importação de produtos que passam a ser necessários para suprir a lacuna deixada pela nossa matriz de refino, seja pelo apelo de oportunidade na compra dos ativos que estão sendo ofertados pela empresa brasileira que explora o setor.

Figura 8: Produção efetiva das refinarias brasileiras no período de 2015 a 2018



Fonte: Adaptado de Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível – ANP

A Tabela 3 ilustra a balança comercial para o caso em análise, em contraposição à realidade produtiva demonstrada na Figura 8, ratificando essa percepção.

Tabela 3: Balança Comercial e dependência externa de derivados de petróleo para o mercado brasileiro e para o período de 2013 a 2017

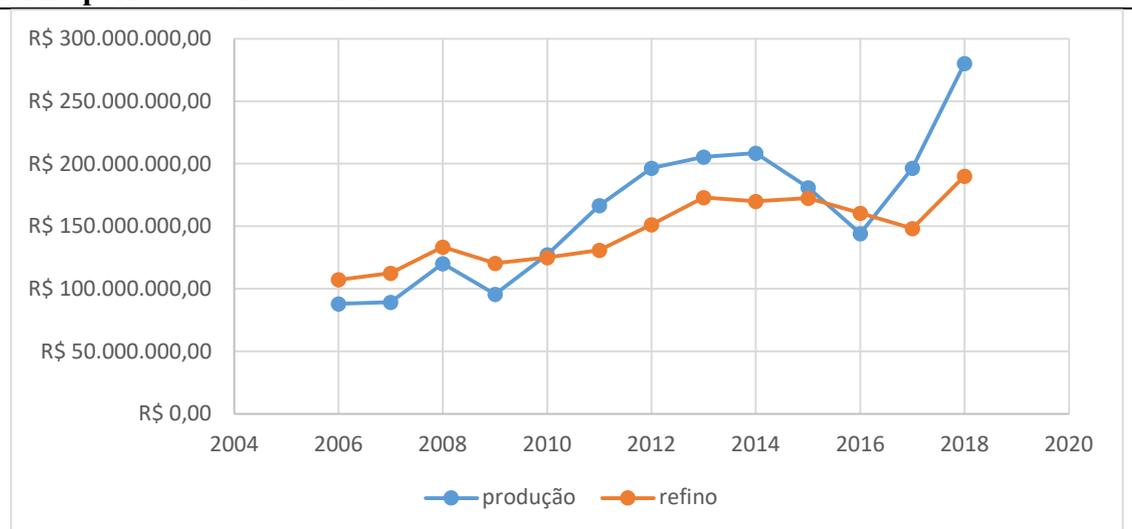
Importação Líquida	2013	2014	2015	2016	2017	Dependência Externa
Diesel	-171	-188	-118	-128	-215	- 24,7%
Gasolina	-44	-32	-32	-38	-69	- 12,5%
Nafta	-121	-118	-121	-149	-179	-77,1%
Etanol	50	16	23	16	-8	-1,7%
GLP	-31	-37	-30	-39	-57	-24,6%
QAV	-32	-26	-23	-21	-9	+ 8,2%

Fonte: Adaptado de Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível – ANP

4.1.3 Análise conjunta da produção e do refino no período de 2006 a 2018.

O Gráfico 18, ao ilustrar os dados de produção e refino de petróleo em território nacional, em valores monetários, permite a comparação entre esses dois segmentos no período de 2006 a 2018.

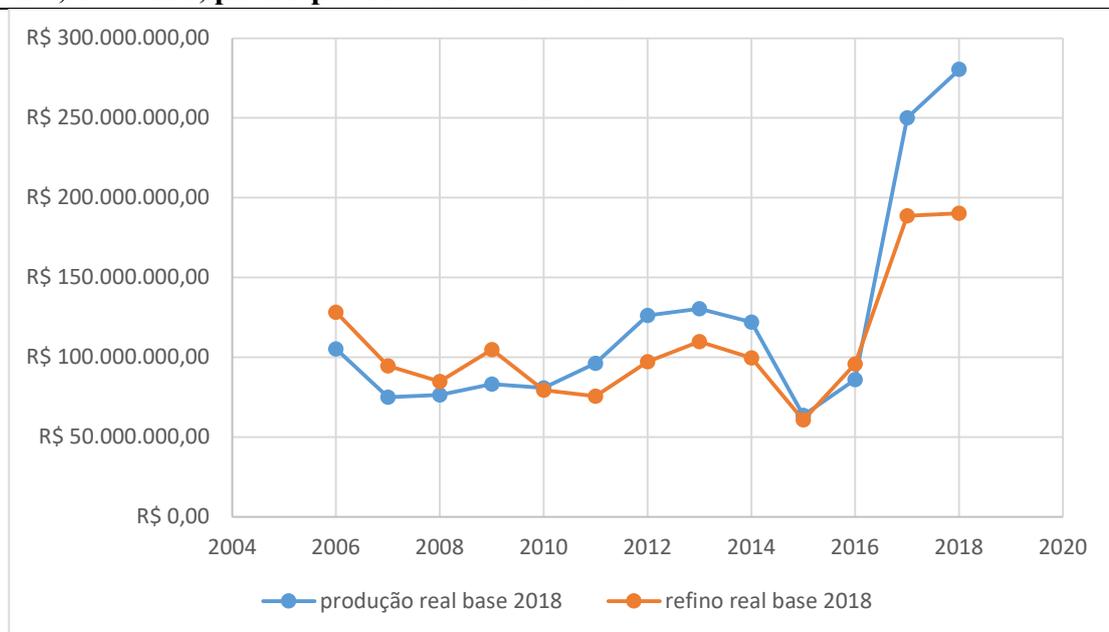
Gráfico 18: Produção e Refino de petróleo, em Reais, extraídos do território nacional no período de 2006 a 2018.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do IBGE

Com o intuito de extrair as consequências indesejáveis do processo inflacionário, deflacionou-se a série, tendo sido utilizado índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA) como elemento deflator, o que resultou nos dados apresentados no Gráfico 19:

Gráfico 19: Produção e Refino de petróleo em território brasileiro, deflacionado pelo IPCA, em Reais, para o período de 2006 a 2018.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados extraídos do SIDRA

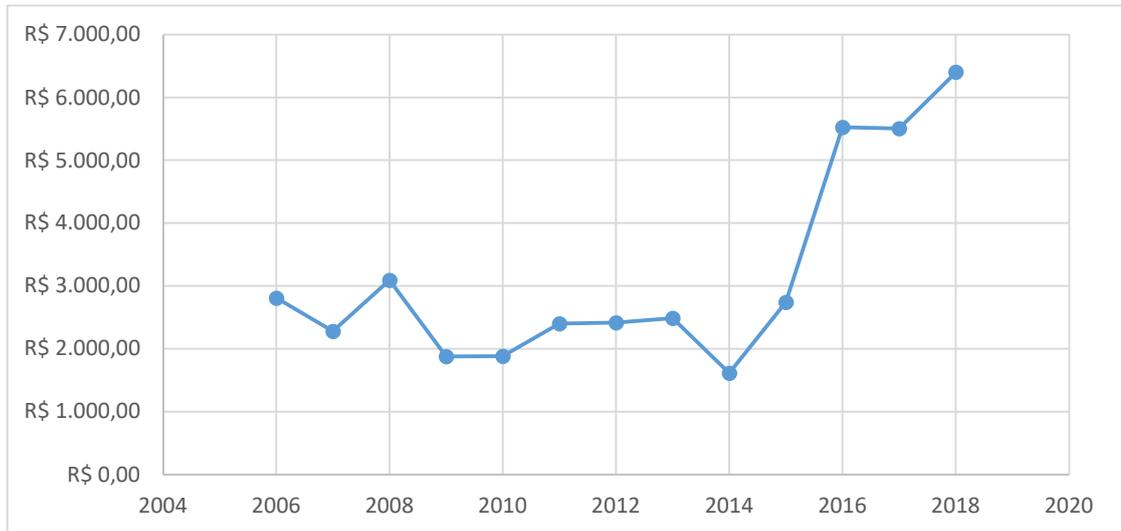
Pode-se observar no Gráfico 19, diferentemente do apresentado no Gráfico 18, que tanto a produção quanto o refino apresentam relativa estabilidade produtiva até o ano de 2016, variando em torno de R\$100.000.000,00.

Após o ano de 2016, tanto a produção quanto o refino aumentam de forma expressiva, tendo a produção alcançado as máximas históricas em 2018, mantendo essa tendência até os dias atuais. Já o refino, estabiliza em 2017, quebrando a tendência de crescimento naquele ano.

Essa estabilidade produtiva fica mais clara ao ser visualizada no Gráfico 20 que apresenta o comportamento da produtividade nacional do setor de petróleo e gás, representado pela soma dos dados da produção e do refino, para o período de 2006 a 2018:

Ao se quantificar a cadeia produtiva, unindo-se a produção e o refino, de modo a se constituir a produção resultante dos setores *Upstream* e *Midstream*, pode-se observar a importância desse setor para a economia brasileira.

Gráfico 20: Produtividade brasileira do setor de petróleo, no período de 2006 a 2018, em termos reais



Fonte: Elaboração própria a partir de dados extraídos do SIDRA

A Tabela 4 apresenta os vínculos empregatício do setor de petróleo (produção e refino) distribuídos por Unidade Federativa, entre os anos de 2006 e 2018, servindo como *proxy* para o cálculo da produção do setor para o período estudado, bem como para o cálculo dos indicadores de concentração e especialização adotados nesse estudo.

O Gráfico 21 ilustra os resultados apresentados na Tabela 4 para o total de contratos com vínculos empregatícios do setor de petróleo em vigor no Brasil para o período analisado.

Esses dados refletem o número de empregados que atuam nos segmentos *Upstream* e *Midstream*, compondo o somatório da força de trabalho do setor de petróleo registrada no Ministério da Economia, envolvida na exploração, produção e refino de petróleo, de modo a apresentar o comportamento do mercado de trabalho desse setor entre os anos de 2006 e 2018.

Essa força de trabalho está distribuída entre as empresas que atuam na extração, produção, refino e transporte de petróleo e gás natural, compondo os seguimentos *Upstream* e *Midstream*, do setor de petróleo.

Sendo assim, com base nos dados gerados pela RAIS, apresentados na Tabela 4, distribuiu-se em planilha os estados com produção média superior a dois por cento da produção nacional, no período de 2006 a 2018, representando 92,48% de toda a produção nacional no período estudado, ilustrado no Gráfico 22.

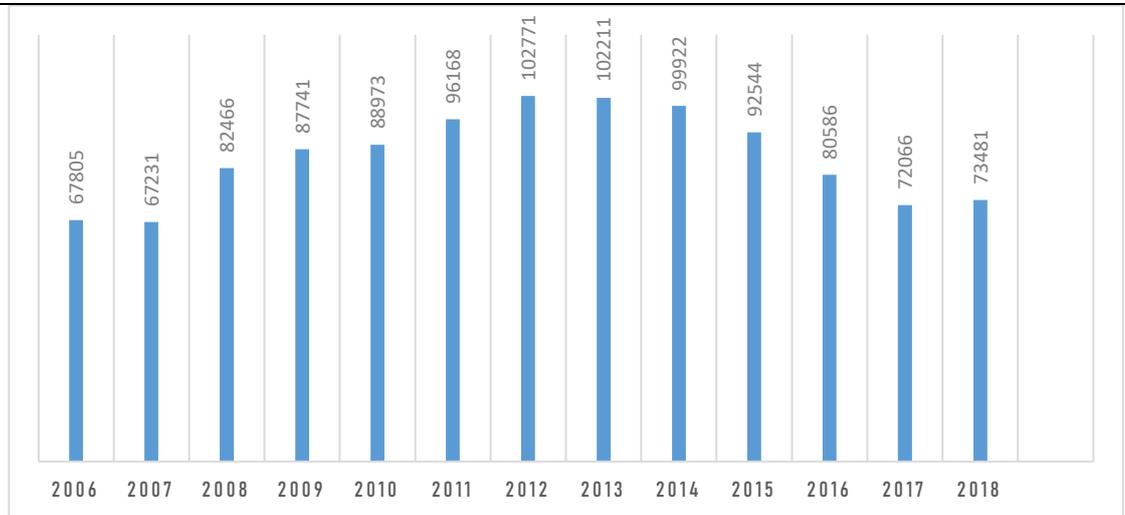
Tabela 4: Vínculo empregatício do setor de petróleo por UF, utilizando-se de classes da CNAE-2.0 como proxy utilizada para o cálculo dos coeficientes e estimativas de produção do setor.

UF - CNAE - 2.0	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018													
Rondônia	0	0,00%	0	0,00%	2	0,00%	0	0,00%	9	0,01%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	6	0,01%	0	0,00%						
Acre	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%						
Amazonas	1.310	1,93%	1.334	1,98%	1.679	2,04%	1.693	1,93%	1.912	2,15%	2.945	3,06%	2.438	2,37%	2.267	2,22%	2.065	2,07%	1.610	1,74%	1.447	1,80%	1.172	1,63%	1.299	1,77%
Roraima	0	0,00%	3	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	0,00%	0	0,00%	1	0,00%	0	0,00%	3	0,00%	4	0,00%	8	0,01%	5	0,01%		
Pará	284	0,42%	275	0,41%	318	0,39%	296	0,34%	292	0,33%	294	0,31%	266	0,26%	314	0,31%	287	0,29%	268	0,29%	126	0,16%	111	0,15%	108	0,15%
Amapá	0	0,00%	0	0,00%	33	0,04%	0	0,00%	1	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	0,00%		
Tocantins	4	0,01%	4	0,01%	2	0,00%	2	0,00%	32	0,04%	31	0,03%	1	0,00%	1	0,00%	1	0,00%	1	0,00%	0	0,00%	0	0,00%		
Maranhão	192	0,28%	191	0,28%	190	0,23%	199	0,23%	321	0,36%	316	0,33%	393	0,38%	247	0,24%	207	0,21%	279	0,30%	86	0,11%	146	0,20%	88	0,12%
Piauí	48	0,07%	56	0,08%	58	0,07%	48	0,05%	41	0,05%	50	0,05%	49	0,05%	50	0,05%	35	0,04%	53	0,06%	21	0,03%	18	0,02%	17	0,02%
Ceará	1.167	1,72%	1.171	1,74%	1.191	1,44%	1.199	1,37%	1.289	1,45%	953	0,99%	1.396	1,36%	1.224	1,20%	975	0,98%	644	0,70%	550	0,68%	473	0,66%	417	0,57%
Rio Grande do Norte	3.547	5,23%	4.147	6,17%	4.964	6,02%	5.408	6,16%	4.776	5,37%	5.901	6,14%	5.974	5,81%	5.193	5,08%	4.363	4,37%	4.325	4,67%	3.034	3,76%	2.294	3,18%	2.601	3,54%
Paraíba	138	0,20%	113	0,17%	123	0,15%	127	0,14%	128	0,14%	104	0,11%	102	0,10%	109	0,11%	114	0,11%	105	0,11%	29	0,04%	22	0,03%	21	0,03%
Pernambuco	322	0,47%	343	0,51%	437	0,53%	572	0,65%	388	0,44%	212	0,22%	197	0,19%	230	0,23%	237	0,24%	301	0,33%	107	0,13%	64	0,09%	156	0,21%
Alagoas	393	0,58%	513	0,76%	648	0,79%	497	0,57%	490	0,55%	368	0,38%	369	0,36%	419	0,41%	405	0,41%	536	0,58%	570	0,71%	690	0,96%	291	0,40%
Sergipe	3.060	4,51%	2.967	4,41%	3.397	4,12%	3.596	4,10%	3.779	4,25%	3.822	3,97%	4.030	3,92%	3.752	3,67%	3.786	3,79%	3.161	3,42%	2.304	2,86%	1.823	2,53%	1.617	2,20%
Bahia	8.178	12,06%	8.465	12,59%	9.802	11,89%	10.044	11,45%	7.896	8,87%	9.338	9,71%	9.569	9,31%	8.542	8,36%	8.205	8,21%	7.430	8,03%	6.444	8,00%	5.734	7,96%	6.663	9,07%
Minas Gerais	1.300	1,92%	1.384	2,06%	1.554	1,88%	1.757	2,00%	1.769	1,99%	1.780	1,85%	1.825	1,78%	1.775	1,74%	1.649	1,65%	1.721	1,86%	1.694	2,10%	1.661	2,30%	1.722	2,34%
Espírito Santo	2.002	2,95%	2.375	3,53%	2.722	3,30%	3.103	3,54%	3.316	3,73%	3.512	3,65%	3.600	3,50%	3.414	3,34%	3.515	3,52%	3.380	3,65%	3.173	3,94%	2.805	3,89%	2.754	3,75%
Rio de Janeiro	35.053	51,70%	32.063	47,69%	42.456	51,48%	45.462	51,81%	48.153	54,12%	52.804	54,91%	57.780	56,22%	59.536	58,25%	59.012	59,06%	54.581	58,98%	47.613	59,08%	42.764	59,34%	43.165	58,74%
São Paulo	6.735	9,93%	7.594	11,30%	8.141	9,87%	9.066	10,33%	9.505	10,68%	9.247	9,62%	10.261	9,98%	10.372	10,15%	10.612	10,62%	10.056	10,87%	9.906	12,29%	9.145	12,69%	9.385	12,77%
Paraná	1.662	2,45%	1.671	2,49%	1.956	2,37%	1.939	2,21%	1.990	2,24%	1.950	2,03%	2.016	1,96%	1.984	1,94%	1.796	1,80%	1.700	1,84%	1.508	1,87%	1.362	1,89%	1.379	1,88%
Santa Catarina	659	0,97%	727	1,08%	695	0,84%	639	0,73%	659	0,74%	508	0,53%	619	0,60%	649	0,63%	528	0,53%	523	0,57%	455	0,56%	378	0,52%	447	0,61%
Rio Grande do Sul	1.444	2,13%	1.527	2,27%	1.739	2,11%	1.711	1,95%	1.835	2,06%	1.711	1,78%	1.486	1,45%	1.868	1,83%	1.912	1,91%	1.688	1,82%	1.397	1,73%	1.314	1,82%	1.275	1,74%
Mato Grosso do Sul	48	0,07%	43	0,06%	43	0,05%	58	0,07%	104	0,12%	74	0,08%	79	0,08%	63	0,06%	66	0,07%	49	0,05%	47	0,06%	36	0,05%	35	0,05%
Mato Grosso	31	0,05%	9	0,01%	14	0,02%	33	0,04%	41	0,05%	84	0,09%	54	0,05%	54	0,05%	97	0,10%	105	0,11%	40	0,05%	25	0,03%	24	0,03%
Goiás	126	0,19%	142	0,21%	150	0,18%	145	0,17%	99	0,11%	101	0,11%	94	0,09%	84	0,08%	30	0,03%	21	0,02%	25	0,03%	14	0,02%	7	0,01%
Distrito Federal	102	0,15%	114	0,17%	154	0,19%	145	0,17%	157	0,18%	62	0,06%	164	0,16%	63	0,06%	25	0,03%	4	0,00%	5	0,01%	1	0,00%	4	0,01%
Total Brasil	67.805	100%	67.231	100%	82.466	100%	87.741	100%	88.973	100%	96.168	100%	102.771	100%	102.211	100%	99.922	100%	92.544	100%	80.586	100%	72.066	100%	73.481	100%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados extraídos da RAIS – CNAE-2.0

Nota: As classes do CNAE-2.0 empregadas na composição da proxy utilizada para o cálculo dos coeficientes foram as seguintes: 06000 (extração de petróleo e gás natural); 09106 (atividades de apoio à extração de petróleo e gás natural); 19101 (coqueirias); 19217 (fabricação dos produtos do refino de petróleo) e 19225 (Fabricação de produtos derivados do petróleo, exceto produtos do refino).

Gráfico 21: Total de empregados brasileiros com vínculo empregatício – Produção e Refino de petróleo, para o período de 2006 a 2018.

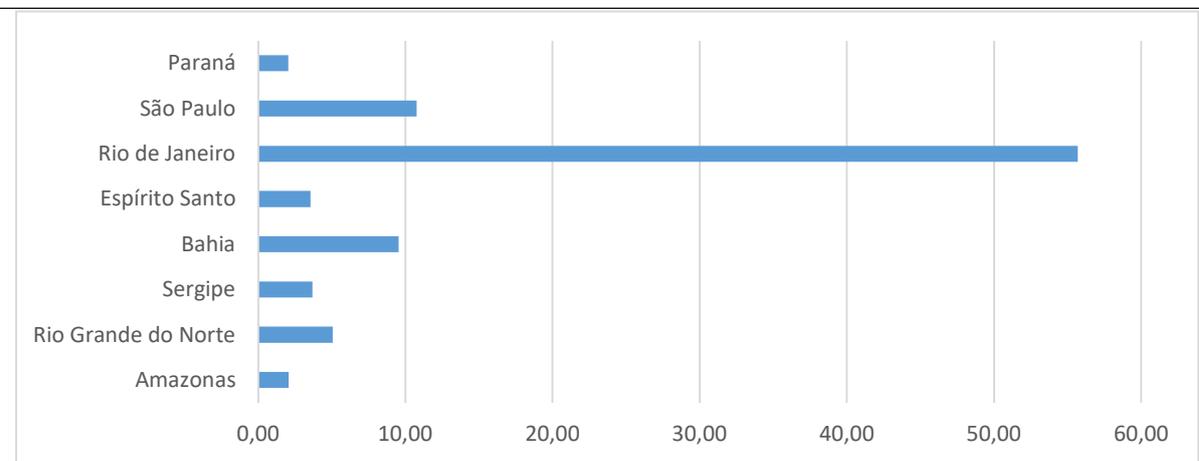


Fonte: Elaboração própria a partir de dados extraídos da RAIS

Verifica-se que essa distribuição em muito se assemelha com aquela apresentada a partir dos dados gerados pela ANP, evidenciando-se que a análise utilizando a *proxy* “emprego com vínculo” para medir a participação dos estados na produção do setor do petróleo, bem representa o comportamento da produção nacional.

Observa-se que, exceto pela presença do estado do Paraná, na análise utilizando-se a *proxy* “emprego com vínculo”, há coincidência dos estados participantes, como Unidades da Federação cuja produção ultrapassou os dois por cento da produção nacional.

Gráfico 22: Produção e Refino – Estados com média superior a 2% da produção nacional, para o período de 2006 a 2018



Fonte: Elaboração própria a partir de dados gerados pela RAIS (CNAE-2.0)

4.2 Quociente Locacional para a produção do setor de petróleo

Conforme descrito na metodologia desse estudo, foi utilizado o “vínculo empregatício” como *proxy* para representar a estrutura produtiva do setor de petróleo no cálculo do Quociente Locacional para o período de 2006 a 2018.

Nesse sentido, utilizou-se o nível de “classe”, da hierarquia sugerida pela CNAE-2.0, com a eleição das seguintes classes representativas do setor: 06000 (extração de petróleo e gás natural); 09106 (atividades de apoio à extração de petróleo e gás natural); 19101 (coqueirias); 19217 (fabricação dos produtos do refino de petróleo) e 19225 (Fabricação de produtos derivados do petróleo, exceto produtos do refino).

A *proxy* utilizada constitui-se do somatório dos valores verificados para cada uma das classes identificadas no parágrafo anterior.

Então, utilizando-se dos valores da *proxy*, observados para as distintas Unidades Federativas e para o período de 2006 a 2018, calculou-se o Quociente Locacional para todas as Unidades da Federação e para esse mesmo período, de modo a ilustrar o grau de concentração do setor de petróleo em cada UF, evidenciando o comportamento desse setor produtivo ao longo do período analisado, como descrito na Tabela 5.

Tabela 5: Quociente Locacional calculado para as UFs, medindo a concentração do setor de petróleo, representado pelas classes 06000, 09106, 19101, 19217 e 19225, da CNAE-2.0, para o período de 2006 a 2018

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Rondônia	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00
Acre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Amazonas	1,27	1,28	1,36	1,35	1,46	1,87	1,51	1,33	1,30	1,25	1,35	1,23	1,35
Roraima	0,00	0,20	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,03	0,00	0,09	0,12	0,29	0,19
Pará	0,28	0,28	0,29	0,26	0,25	0,24	0,20	0,24	0,21	0,21	0,11	0,11	0,10
Amapá	0,00	0,00	0,82	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03
Tocantins	0,04	0,03	0,01	0,01	0,18	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00
Maranhão	0,65	0,60	0,48	0,51	0,78	0,68	0,76	0,46	0,40	0,57	0,20	0,42	0,25
Piauí	0,21	0,26	0,22	0,16	0,13	0,15	0,13	0,14	0,09	0,15	0,07	0,07	0,06
Ceará	0,58	0,58	0,48	0,42	0,45	0,32	0,42	0,37	0,30	0,21	0,21	0,20	0,17
Rio Grande do Norte	5,47	6,17	6,02	6,10	5,18	6,31	6,26	5,56	4,82	5,07	4,08	3,58	4,06
Paraíba	0,23	0,18	0,16	0,16	0,15	0,11	0,10	0,11	0,11	0,11	0,03	0,03	0,03
Pernambuco	0,18	0,19	0,19	0,23	0,16	0,08	0,07	0,08	0,08	0,11	0,05	0,03	0,08
Alagoas	0,37	0,50	0,53	0,38	0,40	0,28	0,28	0,35	0,38	0,54	0,64	0,90	0,40
Sergipe	8,68	8,28	8,16	7,67	7,60	6,81	6,48	6,13	6,09	5,14	4,51	4,13	3,60
Bahia	4,54	4,69	4,36	3,99	3,02	3,27	3,17	2,89	2,81	2,65	2,57	2,54	2,86
Minas Gerais	0,18	0,19	0,18	0,19	0,18	0,17	0,16	0,16	0,15	0,17	0,19	0,21	0,21
Espírito Santo	1,74	2,12	2,05	2,17	2,34	2,25	2,13	2,06	2,08	2,11	2,31	2,32	2,19
Rio de Janeiro	9,28	9,32	9,98	9,99	10,09	10,16	10,21	10,80	10,81	11,12	11,79	12,16	12,50
São Paulo	0,28	0,32	0,28	0,30	0,31	0,29	0,30	0,31	0,33	0,34	0,38	0,40	0,41
Paraná	0,31	0,29	0,29	0,26	0,27	0,24	0,24	0,23	0,21	0,21	0,22	0,21	0,21
Santa Catarina	0,12	0,12	0,10	0,09	0,09	0,07	0,08	0,08	0,06	0,07	0,06	0,06	0,06
Rio Grande do Sul	0,23	0,24	0,23	0,22	0,23	0,20	0,16	0,20	0,21	0,20	0,19	0,20	0,19
Mato Grosso do Sul	0,09	0,06	0,05	0,06	0,11	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04	0,05	0,04	0,03
Mato Grosso	0,04	0,01	0,01	0,03	0,04	0,07	0,04	0,04	0,07	0,08	0,04	0,02	0,02
Goiás	0,08	0,08	0,07	0,06	0,04	0,04	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00
Distrito Federal	0,49	0,55	0,57	0,48	0,49	0,18	0,40	0,17	0,07	0,01	0,02	0,00	0,01

Fonte: Elaboração própria a partir de dados gerados pela RAIS (CNAE-2.0)

O resultado desse cálculo, conforme explicado na metodologia, poderia flutuar em torno de 1, de modo que se fosse maior do que 1 sinalizaria um nível de concentração do setor de petróleo na Unidade Federativa relativamente superior ao nível de concentração desse mesmo setor em nível nacional.

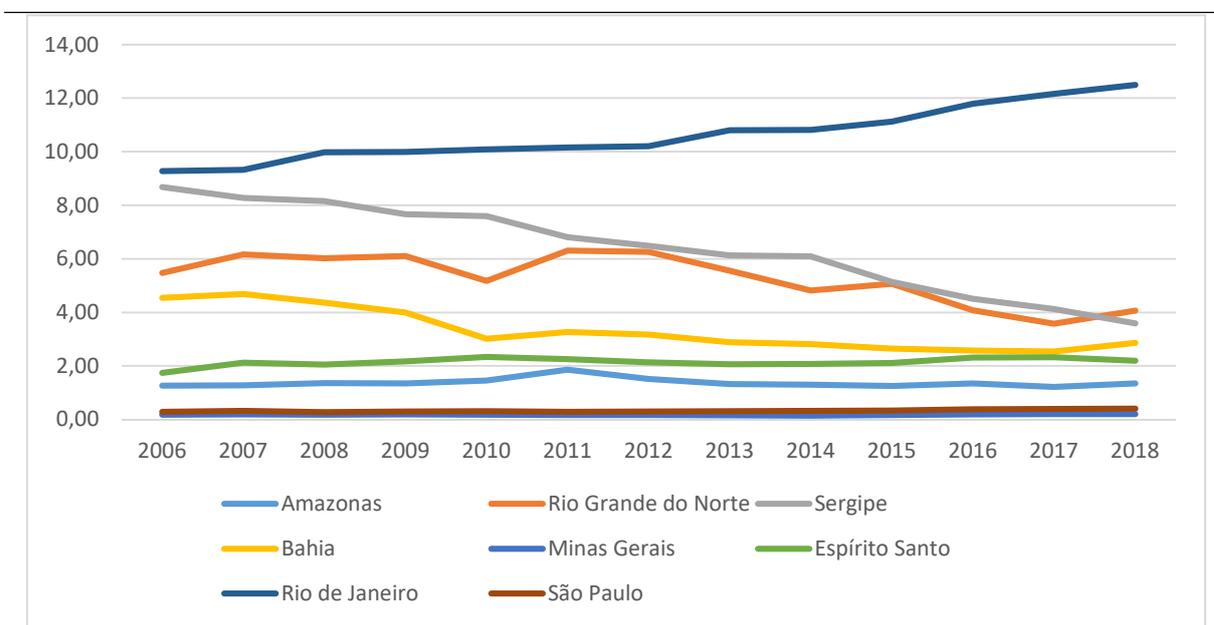
Em contrapartida, se fosse menor do que 1, o nível de concentração do setor da Unidade Federativa seria relativamente inferior à realidade nacional.

Observa-se, a partir dos dados ilustrados na Tabela 5, que o setor de petróleo está concentrado sobretudo no estado do Rio de Janeiro.

Além do Rio de Janeiro, os estados do Rio grande do Norte, Sergipe, Bahia e Espírito Santo, respectivamente, despontam com os maiores níveis de concentração do setor de petróleo, embora relativamente inferior à participação carioca.

O Gráfico 23 ilustra a concentração na produção da indústria de petróleo brasileira, como resultado da apresentação do Quociente Locacional para os estados em que o setor de petróleo se encontra mais concentrado.

Gráfico 23: Nível de concentração do setor de petróleo brasileiro nos estados que se destacaram na produção de petróleo, no período de 2006 a 2018.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados gerados pela RAIS (CNAE-2.0)

Identifica-se uma queda na concentração da indústria do petróleo nos estados nordestinos, percebido pela redução do *QL*.

Nesse ponto de vista, o estado de Sergipe, que viu seu *QL* despencar, reduzindo sua concentração à menos da metade daquela observada no início do período estudado, parece ser o mais afetado.

Outro estado que sofre grande perda de concentração industrial do setor de petróleo é o estado do Rio Grande do Norte, que perde relevância no cenário nacional, também vendo a concentração de seu parque industrial petrolífero ser reduzido à metade daquela concentração identificada em 2012.

De outra parte, o Estado de São Paulo, apesar da elevada capacidade produtiva identificada após o ano de 2014, com a descoberta dos campos de petróleo da bacia de Santos, e uma produção dez vezes superior à produção do estado da Bahia no ano de 2018, apresentou um nível de concentração da indústria petrolífera relativamente inferior à realidade dos demais estados produtores, ou seja, esse setor industrial apresenta uma baixa concentração no estado de São Paulo.

Esse comportamento pode ser explicado, em grande medida, pela intensa atividade econômica do estado de São Paulo, com importante participação de outros setores, como o setor agropecuário, a indústria de transformação, a indústria petroquímica, o mercado financeiro, dentre outros, sendo a participação do setor de petróleo apenas uma contribuição adicional ao já bastante desenvolvido parque industrial da metrópole paulista.

De forma complementar, considerando que a decisão de localização das refinarias pode ser impactada pelo efeito político, apesar da expectativa de serem construídas próximas das regiões de maior exploração de petróleo, tornando a cadeia produtiva mais eficiente, optou-se por detalhar o Quociente Locacional, dividindo-se as classes em dois eixos: um primeiro abordando o setor da produção e extração e um segundo eixo compreendendo o setor de refino.

A Tabela 6 apresenta os valores de *QL* calculados para o eixo da produção, representado pelas classes da CNAE-2.0 (06000, 09106 e 19225), para o período de 2006 a 2018.

Tabela 6: Quociente Locacional calculado para as UFs, medindo a concentração da produção de petróleo, representado pelas classes 06000, 09106 e 19225 da CNAE-2.0, para o período de 2006 a 2018

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Rondônia	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00
Acre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Amazonas	1,10	1,12	1,24	1,25	1,80	2,53	1,84	1,08	1,55	1,34	1,47	1,26	1,50
Roraima	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,13	0,19	0,44	0,28
Pará	0,00	0,05	0,08	0,06	0,08	0,08	0,08	0,06	0,06	0,05	0,09	0,06	0,02
Amapá	0,00	0,00	1,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tocantins	0,05	0,04	0,02	0,02	0,29	0,25	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00
Maranhão	0,11	0,12	0,09	0,12	0,42	0,37	0,51	0,12	0,11	0,37	0,23	0,53	0,32
Piauí	0,00	0,06	0,05	0,00	0,00	0,06	0,07	0,04	0,01	0,09	0,10	0,10	0,09
Ceará	0,31	0,33	0,27	0,24	0,12	0,10	0,13	0,08	0,13	0,14	0,14	0,15	0,11
Rio Grande do Norte	6,78	7,81	7,40	7,45	5,57	9,16	8,53	4,94	6,22	6,70	5,37	4,44	5,28
Paraíba	0,07	0,06	0,05	0,05	0,05	0,04	0,03	0,02	0,03	0,01	0,03	0,02	0,04
Pernambuco	0,12	0,14	0,16	0,19	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,08	0,06	0,04	0,02
Alagoas	0,48	0,64	0,67	0,47	0,26	0,45	0,42	0,35	0,56	0,79	0,97	1,33	0,60
Sergipe	10,79	10,38	9,99	9,29	10,06	9,20	8,14	4,97	7,51	6,27	5,70	5,04	4,46
Bahia	4,55	4,74	4,35	3,87	2,21	2,41	3,24	1,98	2,99	2,90	2,84	2,95	3,57
Minas Gerais	0,04	0,05	0,04	0,06	0,08	0,09	0,09	0,06	0,09	0,12	0,14	0,16	0,17
Espírito Santo	2,14	2,63	2,49	2,45	3,28	3,30	2,92	1,87	2,83	2,85	3,18	3,09	2,90
Rio de Janeiro	11,01	11,05	11,57	11,61	11,21	11,19	10,82	7,68	11,52	11,59	12,04	12,31	12,48
São Paulo	0,13	0,17	0,14	0,16	0,25	0,15	0,17	0,14	0,22	0,26	0,32	0,36	0,36
Paraná	0,11	0,10	0,10	0,09	0,28	0,05	0,05	0,04	0,03	0,03	0,05	0,05	0,04
Santa Catarina	0,09	0,10	0,07	0,06	0,08	0,04	0,05	0,04	0,04	0,04	0,05	0,04	0,04
Rio Grande do Sul	0,03	0,04	0,05	0,04	0,05	0,05	0,15	0,03	0,06	0,05	0,04	0,04	0,04
Mato Grosso do Sul	0,06	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Mato Grosso	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,09	0,09	0,01	0,01	0,01
Goiás	0,03	0,03	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Distrito Federal	0,36	0,46	0,38	0,35	0,00	0,00	0,00	0,01	0,10	0,02	0,03	0,01	0,01

Fonte: Elaboração própria a partir de dados gerados pela RAIS (CNAE-2.0)

Observa-se que os valores dos QLs apresentados na Tabela 6 apontam para seis estados em que a produção de petróleo se encontra concentrada, com destaque para o elevado nível de concentração do estado do Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Sergipe e Bahia.

De outro modo, a Tabela 7 ilustra o QL para o refino, calculado com os dados coletados a partir dos registros das classes 19101 e 19217 da CNAE-2.0, para o período de 2006 a 2018.

Tabela 7: Quociente Locacional calculado para as UFs, medindo a concentração do refino, representado pelas classes 19101 e 19217 da CNAE-2.0, para o período de 2006 a 2018

	Quociente Locacional												
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Rondônia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Acre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Amazonas*	1,90	1,85	1,84	1,78	0,93	0,77	0,86	0,77	0,80	1,08	1,10	1,15	1,04
Roraima	0,00	0,94	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pará	1,07	1,13	1,12	1,12	0,54	0,50	0,44	0,54	0,54	0,56	0,17	0,22	0,29
Amapá	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09
Tocantins	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Maranhão	2,61	2,31	2,05	2,17	1,24	1,22	1,26	1,02	1,02	0,98	0,16	0,21	0,10
Piauí	0,97	0,96	0,92	0,83	0,36	0,29	0,27	0,29	0,27	0,28	0,00	0,00	0,00
Ceará*	1,58	1,49	1,35	1,19	1,01	0,69	1,02	0,89	0,65	0,37	0,34	0,32	0,31
Rio Grande do Norte*	0,80	0,47	0,57	0,54	4,47	1,57	1,75	1,86	1,88	1,63	1,59	1,76	1,62
Paraíba	0,78	0,59	0,61	0,59	0,32	0,23	0,24	0,27	0,29	0,33	0,04	0,04	0,00
Pernambuco*	0,41	0,39	0,31	0,38	0,40	0,17	0,15	0,15	0,16	0,17	0,02	0,01	0,19
Alagoas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sergipe	1,12	1,05	0,93	0,94	3,35	2,80	3,16	3,39	3,09	2,74	2,22	2,18	1,88
Bahia**	4,53	4,42	4,38	4,45	4,40	4,71	3,02	2,74	2,46	2,14	2,06	1,69	1,44
Minas Gerais*	0,69	0,70	0,71	0,70	0,37	0,31	0,31	0,30	0,29	0,29	0,29	0,31	0,29
Espírito Santo	0,31	0,35	0,32	1,02	0,75	0,53	0,59	0,56	0,53	0,57	0,62	0,75	0,77
Rio de Janeiro**	3,06	3,16	3,45	3,07	7,84	8,08	8,57	8,82	8,83	9,63	10,80	11,33	11,99
São Paulo*****	0,84	0,86	0,82	0,86	0,42	0,51	0,55	0,51	0,55	0,51	0,51	0,49	0,49
Paraná*	1,02	0,98	1,01	0,96	0,24	0,57	0,60	0,58	0,58	0,59	0,55	0,56	0,55
Santa Catarina	0,23	0,23	0,22	0,20	0,10	0,11	0,12	0,11	0,11	0,12	0,09	0,11	0,11
Rio Grande do Sul**	0,93	0,98	0,97	0,95	0,53	0,43	0,18	0,51	0,52	0,53	0,49	0,54	0,50
Mato Grosso do Sul	0,20	0,23	0,22	0,29	0,29	0,18	0,18	0,16	0,17	0,13	0,13	0,12	0,10
Mato Grosso	0,13	0,00	0,03	0,13	0,09	0,17	0,11	0,05	0,04	0,08	0,09	0,05	0,04
Goiás	0,23	0,25	0,22	0,19	0,09	0,07	0,07	0,07	0,01	0,01	0,03	0,02	0,00
Distrito Federal	0,95	0,88	1,34	1,05	1,33	0,47	1,19	0,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03

Fonte: Elaboração própria a partir de dados gerados pela RAIS (CNAE-2.0)

*Refinarias instaladas na UF

Observa-se que os estados de Pernambuco e Minas Gerais apresentam *QLs* relativamente baixos, quando comparados aos *QLs* dos demais estados que alojam plantas de refinaria.

Nesse sentido, a expectativa seria de que os estados produtores (com *QLs* elevados, conforme pode-se verificar nos valores apresentados na Tabela 6) tenderiam a receber plantas de refinarias para processar suas produções, aumentando a eficiência do setor.

As exceções identificadas podem ser explicadas pela influência política, uma vez que os estados de Minas Gerais e Pernambuco apresentam, historicamente, um relevante papel na condução da política nacional, podendo ter exercido influência sobre as escolhas de localização das instalações necessárias para expandir os negócios da empresa estatal que domina o mercado de refino de petróleo.

Por essa última análise, os estados do Rio Grande do Norte (que possui uma pequena planta de refino) e Sergipe (que não possui refinaria), ambos com grande volume de produção, mas com pouca relevância política no cenário nacional, apesar de apresentar um elevado *QL* para o eixo produtivo, justificando a existência de plantas de refino cuja capacidade de processamento fosse proporcional às suas produções, não foram agraciados com refinarias relevantes.

Complementando-se a análise da concentração espacial, mediu-se a participação das principais classes da indústria de produção e do refino de petróleo na concentração espacial das UFs, ou seja, o quanto essas classes produtivas, de acordo com a nomenclatura da CNAE-2.0, estão participando na concentração espacial dos estados.

A Tabela 8 apresenta o resultado da participação da classe 06000 da CNAE-2.0 (extração de petróleo e gás natural) na concentração espacial das UFs, no período de 2006 a 2018.

Observa-se que a extração de petróleo e gás natural (classe 06000 da CNAE-2.0) apresenta destaque na participação da concentração espacial dos estados do Rio Grande do Norte (média de 5,65% para o período estudado), Sergipe (média de 6,69%) e Rio de Janeiro (média de 9,52%).

Escrito de outro modo, 5,65% da concentração espacial da indústria de extração e de transformação do estado do Rio Grande do Norte se deve à extração de petróleo e gás natural, enquanto que 6,69% da concentração espacial da indústria de extração e de transformação de Sergipe é originada dessa mesma extração de petróleo e gás natural.

No Rio de Janeiro, maior produtor de óleo e gás e também o estado em que o setor se encontra mais concentrado, a classe 06000 da CNAE-2.0 participa com quase dez por cento da concentração espacial desse estado, tendo sido identificada a média de 9,52% para o período de 2006 a 2018.

Já no estado de São Paulo, segundo maior produtor de petróleo do país, a produção de petróleo tem insignificante participação na já reduzida concentração espacial, conforme ilustrado na Tabela 6 anteriormente apresentada, com média de 0,17% de participação espacial para o período de 2006 a 2018.

Sendo assim, esses resultados apontam para uma maior dependência dos estados do Rio Grande do Norte, Sergipe e Rio de Janeiro da extração de petróleo e gás natural, sugerindo que um abandono dessa indústria nesses estados, seja por motivos estratégicos da estatal, por esgotamento das reservas ou por outro motivo não específico, podem impactar de maneira relevante a economia desses estados.

Tabela 8: Participação do setor de extração de petróleo e gás natural, representada pela classe 06000 da CNAE-2.0, na concentração espacial das UFs no período de 2006 a 2018

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Média
Rondônia	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,03%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%
Acre	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Amazonas	0,90%	0,88%	1,17%	1,27%	1,34%	1,95%	1,60%	1,38%	1,33%	1,16%	1,14%	0,91%	1,08%	1,24%
Roraima	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,04%	0,00%	0,11%	0,14%	0,31%	0,20%	0,06%
Pará	0,00%	0,04%	0,08%	0,06%	0,06%	0,07%	0,07%	0,08%	0,05%	0,04%	0,07%	0,04%	0,01%	0,05%
Amapá	0,00%	0,00%	0,97%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,07%
Tocantins	0,04%	0,03%	0,02%	0,02%	0,21%	0,20%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,04%
Maranhão	0,09%	0,10%	0,09%	0,12%	0,31%	0,28%	0,45%	0,16%	0,09%	0,32%	0,18%	0,38%	0,23%	0,21%
Piauí	0,00%	0,05%	0,05%	0,00%	0,00%	0,05%	0,06%	0,05%	0,01%	0,07%	0,08%	0,07%	0,06%	0,04%
Ceará	0,25%	0,26%	0,25%	0,24%	0,09%	0,07%	0,11%	0,10%	0,11%	0,12%	0,11%	0,11%	0,08%	0,15%
Rio Grande do Norte	5,58%	6,12%	7,00%	7,54%	4,12%	7,05%	7,42%	6,33%	5,35%	5,78%	4,16%	3,18%	3,82%	5,65%
Paraíba	0,06%	0,05%	0,05%	0,05%	0,04%	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	0,01%	0,02%	0,01%	0,03%	0,03%
Pernambuco	0,10%	0,11%	0,16%	0,19%	0,02%	0,02%	0,02%	0,04%	0,04%	0,07%	0,04%	0,03%	0,01%	0,07%
Alagoas	0,39%	0,50%	0,63%	0,48%	0,19%	0,35%	0,36%	0,45%	0,48%	0,69%	0,75%	0,95%	0,44%	0,51%
Sergipe	8,89%	8,14%	9,46%	9,41%	7,45%	7,08%	7,08%	6,37%	6,46%	5,42%	4,42%	3,62%	3,23%	6,69%
Bahia	3,75%	3,71%	4,11%	3,92%	1,64%	1,85%	2,82%	2,54%	2,57%	2,50%	2,20%	2,12%	2,58%	2,79%
Minas Gerais	0,03%	0,04%	0,04%	0,07%	0,06%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,10%	0,11%	0,11%	0,12%	0,07%
Espírito Santo	1,76%	2,06%	2,36%	2,49%	2,43%	2,54%	2,54%	2,40%	2,43%	2,46%	2,47%	2,21%	2,10%	2,33%
Rio de Janeiro	9,07%	8,66%	10,95%	11,76%	8,30%	8,61%	9,41%	9,84%	9,91%	10,01%	9,34%	8,83%	9,03%	9,52%
São Paulo	0,11%	0,13%	0,14%	0,17%	0,18%	0,11%	0,15%	0,18%	0,19%	0,22%	0,24%	0,26%	0,26%	0,18%
Paraná	0,09%	0,08%	0,10%	0,10%	0,21%	0,04%	0,05%	0,05%	0,03%	0,03%	0,04%	0,03%	0,03%	0,07%
Santa Catarina	0,07%	0,08%	0,07%	0,06%	0,06%	0,03%	0,04%	0,05%	0,03%	0,03%	0,04%	0,03%	0,03%	0,05%
Rio Grande do Sul	0,03%	0,03%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,13%	0,04%	0,06%	0,04%	0,03%	0,03%	0,03%	0,05%
Mato Grosso do Sul	0,05%	0,02%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%
Mato Grosso	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,03%	0,08%	0,08%	0,01%	0,01%	0,01%	0,02%
Goiás	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	0,01%	0,01%	0,01%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%
Distrito Federal	0,30%	0,36%	0,36%	0,35%	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%	0,09%	0,01%	0,02%	0,00%	0,00%	0,12%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados gerados pela RAIS (CNAE-2.0)

De outra forma, a participação do refino no nível de concentração da indústria extrativa e de transformação, representada pela classe 19217 da CNAE-2.0 (fabricação dos produtos do refino de petróleo), pouco afetou a concentração espacial dessas indústrias nas UFs.

Nessa perspectiva, os estados da Bahia (com média de 1,13% para o período de 2006 a 2018) e estado do Rio de Janeiro (média de 3,06% para o mesmo período), conforme ilustrado na Tabela 9, apresentaram as maiores participações do refino no padrão de concentração da indústria extrativa e de transformação dessas UFs.

Nos demais estados, a participação do refino no nível de concentração da indústria extrativa e de transformação se mostrou pouco representativa, o que pode ser explicado pela

inexistência de refinarias na maioria dos estados, além da menor necessidade de mão de obra, parâmetro empregado no cálculo da *proxy* utilizada para o cálculo dessa concentração.

Tabela 9: Participação do refino de petróleo na concentração espacial das UFs, no período de 2006 a 2018, representada pela classe 19217 (fabricação dos produtos do refino de petróleo) da CNAE-2.0

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Média
Rondônia	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Acre	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Amazonas	0,43%	0,41%	0,44%	0,43%	0,38%	0,36%	0,38%	0,33%	0,33%	0,45%	0,45%	0,39%	0,38%	0,40%
Roraima	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Pará	0,25%	0,25%	0,26%	0,27%	0,23%	0,23%	0,19%	0,23%	0,22%	0,23%	0,07%	0,07%	0,10%	0,20%
Amapá	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%	0,00%
Tocantins	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Maranhão	0,50%	0,44%	0,42%	0,46%	0,53%	0,56%	0,55%	0,44%	0,42%	0,40%	0,06%	0,07%	0,04%	0,38%
Piauí	0,22%	0,21%	0,22%	0,20%	0,15%	0,14%	0,12%	0,12%	0,11%	0,11%	0,00%	0,00%	0,00%	0,12%
Ceará	0,36%	0,33%	0,32%	0,29%	0,44%	0,32%	0,45%	0,38%	0,27%	0,15%	0,13%	0,11%	0,11%	0,28%
Rio Grande do Norte	0,18%	0,11%	0,14%	0,13%	1,96%	0,74%	0,79%	0,81%	0,79%	0,69%	0,65%	0,60%	0,58%	0,63%
Paraíba	0,18%	0,13%	0,14%	0,14%	0,14%	0,11%	0,10%	0,10%	0,11%	0,12%	0,00%	0,00%	0,00%	0,10%
Pernambuco	0,09%	0,09%	0,07%	0,09%	0,17%	0,08%	0,07%	0,07%	0,06%	0,07%	0,01%	0,00%	0,07%	0,07%
Alagoas	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,28%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%
Sergipe	0,26%	0,23%	0,22%	0,23%	1,49%	1,32%	1,42%	1,48%	1,31%	1,14%	0,89%	0,75%	0,68%	0,88%
Bahia	1,04%	1,02%	1,06%	1,10%	1,91%	2,19%	1,34%	1,17%	1,02%	0,88%	0,83%	0,58%	0,52%	1,13%
Minas Gerais	0,16%	0,16%	0,17%	0,17%	0,16%	0,14%	0,14%	0,13%	0,12%	0,12%	0,12%	0,11%	0,10%	0,14%
Espirito Santo	0,07%	0,08%	0,08%	0,08%	0,15%	0,07%	0,06%	0,06%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,05%
Rio de Janeiro	0,70%	0,75%	0,88%	0,81%	3,56%	3,94%	3,99%	4,00%	3,88%	4,19%	4,56%	4,05%	4,51%	3,06%
São Paulo	0,19%	0,19%	0,20%	0,21%	0,19%	0,24%	0,24%	0,22%	0,23%	0,21%	0,21%	0,17%	0,17%	0,21%
Paraná	0,23%	0,21%	0,24%	0,23%	0,11%	0,27%	0,26%	0,25%	0,24%	0,24%	0,22%	0,19%	0,20%	0,22%
Santa Catarina	0,01%	0,01%	0,02%	0,01%	0,01%	0,01%	0,02%	0,01%	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%
Rio Grande do Sul	0,21%	0,22%	0,23%	0,23%	0,23%	0,20%	0,08%	0,22%	0,22%	0,22%	0,19%	0,18%	0,18%	0,20%
Mato Grosso do Sul	0,05%	0,05%	0,05%	0,07%	0,12%	0,08%	0,08%	0,07%	0,07%	0,05%	0,05%	0,04%	0,04%	0,06%
Mato Grosso	0,03%	0,00%	0,01%	0,03%	0,04%	0,08%	0,05%	0,02%	0,02%	0,03%	0,04%	0,02%	0,02%	0,03%
Goiás	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%	0,04%	0,03%	0,03%	0,03%	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%	0,00%	0,03%
Distrito Federal	0,22%	0,20%	0,32%	0,26%	0,58%	0,22%	0,52%	0,20%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,19%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados gerados pela RAIS (CNAE-2.0)

4.3 Coeficiente de Especialização para a produção do setor de petróleo

Outra forma de analisar o comportamento de uma atividade aplicada a uma localidade é utilizando-se o Coeficiente de Especialização (*CE*), quando se busca compreender os padrões regionais da atividade econômica, medindo-se o grau de especialização regional em uma ou mais atividades.

Assim, de maneira semelhante ao procedimento utilizado no cálculo do Quociente Locacional, utilizou-se da mesma variável (vínculo empregatício) como *proxy* para representar a estrutura produtiva.

Nesse sentido, para o cálculo do *CE*, adotou-se como agregado de referência a indústria extrativa e de transformação, e como grau de desagregação o nível de “divisão”, da hierarquia sugerida pela CNAE-2.0, contemplando as divisões ilustradas no Quadro 2, anteriormente apresentado.

De maneira complementar, calculou-se a participação da distribuição setorial das variáveis utilizadas para representar o setor do petróleo, quando se adotou o nível de “classe”, da hierarquia sugerida pela CNAE-2.0, com a eleição das seguintes classes representativas do setor de petróleo: 06000 (extração de petróleo e gás natural); 09106 (atividades de apoio à extração de petróleo e gás natural); 19101 (coqueirias); 19217 (fabricação dos produtos do refino de petróleo) e 19225 (Fabricação de produtos derivados do petróleo, exceto produtos do refino).

Então, calculou-se os *CEs* das Unidades Federativas, utilizando-se as divisões descritas no Quadro 2, enumeradas na CNAE-2.0, para cada Unidade Federativa e para o período de 2006 a 2018.

Para tanto, utilizou-se, adicionalmente, dos dados extraídos da Tabela 10, que apresenta o total dos vínculos empregatícios registrados para as classes da indústria extrativa e de transformação da CNAE-2.0, para o período de 2006 a 2018.

Finalmente, a Tabela 11 apresenta os *CEs* das UFs, calculados a partir dos dados organizados nas Tabelas 4 e 10.

Tabela 10: Total de empregos com vínculo das indústrias extrativa e de transformação, conforme classes da CNAE-2.0, calculado para as UFs e para o período de 2006 a 2018

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
11 - Rondônia	27.791	31.358	30.145	30.482	33.000	34.311	36.374	37.736	38.183	36.564	33.932	36.202	35.915
12 - Acre	4.740	5.131	5.430	5.675	6.623	7.200	7.038	6.902	6.307	6.503	5.818	5.720	5.497
13 - Amazonas	97.977	105.796	106.290	101.280	113.157	130.596	125.821	135.393	127.024	103.093	93.707	92.466	91.398
14 - Roraima	1.587	1.462	1.700	1.966	2.245	2.519	2.613	2.696	2.726	2.762	2.829	2.615	2.568
15 - Pará	96.077	97.227	94.353	91.819	101.920	99.944	102.569	101.783	106.144	101.716	95.483	95.883	95.979
16 - Amapá	3.114	3.687	3.437	3.513	3.696	4.562	4.981	5.303	4.941	3.773	3.540	3.706	3.231
17 - Tocantins	10.789	12.601	11.920	12.939	15.148	15.966	16.739	17.723	18.764	18.781	16.892	16.272	15.991
21 - Maranhão	28.019	31.907	33.493	31.004	35.040	37.816	39.998	42.583	41.194	39.619	36.480	33.344	33.616
22 - Piauí	21.679	21.933	22.291	24.306	27.071	27.797	28.574	29.208	29.981	28.665	27.063	26.207	27.931
23 - Ceará	190.192	202.108	209.260	229.868	246.580	246.742	253.640	258.455	258.764	242.531	227.542	221.255	225.444
24 - Rio G. do Norte	61.529	70.448	72.727	74.228	80.902	78.284	75.990	75.245	73.838	69.716	64.964	62.020	60.726
25 - Paraíba	57.925	63.957	64.658	65.519	73.644	76.526	78.813	79.135	80.422	76.726	73.058	70.025	69.837
26 - Pernambuco	167.902	180.007	192.274	202.362	209.769	219.291	222.628	229.723	228.375	211.443	199.756	197.613	192.193
27 - Alagoas	100.296	102.233	103.060	104.335	104.366	106.403	102.316	92.482	83.812	78.557	76.137	72.903	66.848
28 - Sergipe	33.453	34.926	36.318	38.711	44.021	47.438	49.518	49.853	51.026	50.021	44.601	42.956	42.618
29 - Bahia	171.049	189.053	195.232	206.248	226.453	235.941	235.166	234.096	233.242	224.188	217.330	217.185	220.506
31 - Minas Gerais	691.190	734.968	755.696	755.873	832.521	858.119	877.184	888.012	873.242	801.112	764.139	770.976	775.414
32 - Espírito Santo	109.101	111.400	113.592	115.505	122.435	128.136	130.670	131.163	134.545	127.195	118.347	115.905	117.522
33 - Rio de Janeiro	358.763	369.430	391.702	398.145	432.089	450.240	464.289	465.172	463.219	414.934	367.829	354.439	342.239
35 - São Paulo	2.253.457	2.417.873	2.497.078	2.460.375	2.648.615	2.694.481	2.686.975	2.701.058	2.611.433	2.391.654	2.251.555	2.215.898	2.201.463
41 - Paraná	515.589	567.288	588.807	597.898	642.317	661.480	659.066	691.643	684.121	641.258	602.744	614.646	614.346
42 - Santa Catarina	523.203	559.831	571.479	573.601	621.240	636.420	633.584	671.879	674.807	637.809	619.514	634.725	646.646
43 - Rio G. do Sul	602.757	632.493	644.872	638.867	699.330	719.362	716.322	729.940	714.708	660.602	629.342	620.537	619.887
50 - Mato Gr. do Sul	52.451	64.405	67.209	74.472	79.857	84.042	93.593	95.197	95.727	91.069	88.664	88.301	94.558
51 - Mato Grosso	77.380	86.459	88.415	89.857	92.963	98.238	98.005	109.231	105.365	97.966	91.842	98.167	99.278
52 - Goiás	159.088	177.346	185.353	187.742	205.641	226.892	239.400	250.265	252.674	239.774	225.827	229.669	226.216
53 - Distrito Federal	19.774	20.924	23.219	24.373	27.696	29.152	31.976	29.643	28.868	27.969	26.383	25.584	26.259
Total	6.436.872	6.896.251	7.110.010	7.140.963	7.728.339	7.957.898	8.013.842	8.161.519	8.023.452	7.426.000	7.005.318	6.965.219	6.954.126

Fonte: Elaboração própria a partir de dados gerados pela RAIS (CNAE-2.0)

Tabela 11: Coeficiente de Especialização, calculado a partir dos dados das Tabelas 4 e 10, para todas as UFs e para o período de 2006 a 2018

UF / ANO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Média
Rondônia	0,5086	0,5437	0,5269	0,4999	0,4921	0,4790	0,4812	0,4753	0,4681	0,4459	0,8886	0,4612	0,4632	0,5180
Acre	0,4780	0,4682	0,4939	0,9910	0,5036	0,5162	0,5088	0,4867	0,4770	0,4738	0,9099	0,4630	0,4812	0,5578
Amazonas	0,5608	0,5742	0,5327	1,0731	0,5361	0,5208	0,5222	0,5275	0,5037	0,4747	1,0139	0,5025	0,4957	0,6029
Roraima	0,5643	0,5319	0,5383	1,1145	0,5504	0,5306	0,5482	0,5681	0,5463	0,5315	1,0649	0,4913	0,4957	0,6212
Pará	0,4789	0,4936	0,4786	0,9426	0,4758	0,4501	0,4529	0,4422	0,4371	0,4189	0,8462	0,4198	0,4184	0,5196
Amapá	0,5604	0,6089	0,6628	1,2432	0,6112	0,5985	0,6005	0,5726	0,5530	0,5061	1,0377	0,5293	0,5294	0,6626
Tocantins	0,4707	0,4760	0,4885	0,9734	0,4928	0,4820	0,4914	0,4843	0,4983	0,4765	0,9665	0,4892	0,4743	0,5588
Maranhão	0,4175	0,3853	0,3742	0,8361	0,4495	0,4448	0,4215	0,4384	0,4245	0,3973	0,7770	0,3727	0,3629	0,4694
Piauí	0,3579	0,3644	0,3446	0,6796	0,3613	0,3557	0,3452	0,3400	0,3355	0,3245	0,6531	0,3374	0,3369	0,3951
Ceará	0,3643	0,3970	0,3892	0,8109	0,3933	0,3871	0,3853	0,3871	0,3756	0,3553	0,7037	0,3556	0,3686	0,4364
Rio Grande do Norte	0,4011	0,4427	0,4475	0,8858	0,4405	0,4446	0,4283	0,4213	0,4225	0,4089	0,8081	0,4034	0,4068	0,4893
Paraíba	0,3817	0,4134	0,3875	0,7441	0,3713	0,3689	0,3750	0,3750	0,3683	0,3643	0,7391	0,3717	0,3744	0,4334
Pernambuco	0,3325	0,3371	0,3285	0,6522	0,3022	0,2970	0,2794	0,2768	0,2675	0,2336	0,4489	0,2219	0,2240	0,3232
Alagoas	0,6580	0,6649	0,6820	1,3464	0,6742	0,6613	0,6530	0,6392	0,6097	0,5860	1,1752	0,5894	0,5679	0,7313
Sergipe	0,3473	0,3250	0,3328	0,7314	0,3698	0,3915	0,3725	0,3493	0,3174	0,2931	0,5815	0,2853	0,2800	0,3828
Bahia	0,2332	0,2566	0,2749	0,5362	0,2449	0,2413	0,2299	0,2203	0,2181	0,2213	0,4666	0,2296	0,2279	0,2770
Minas Gerais	0,1584	0,1624	0,1525	0,3045	0,1461	0,1452	0,1464	0,1410	0,1382	0,1329	0,2560	0,1268	0,1237	0,1642
Espírito Santo	0,3518	0,3615	0,3469	0,6820	0,3257	0,3171	0,3050	0,3030	0,3027	0,3009	0,6180	0,2962	0,2957	0,3697
Rio de Janeiro	0,2803	0,2967	0,2950	0,6116	0,2903	0,2984	0,3120	0,3184	0,3194	0,3181	0,6312	0,3102	0,3149	0,3536
São Paulo	0,1723	0,1812	0,1766	0,3512	0,1736	0,1710	0,1660	0,1679	0,1698	0,1696	0,3385	0,1688	0,1710	0,1983
Paraná	0,1929	0,1936	0,1860	0,3618	0,1756	0,1760	0,1662	0,1698	0,1728	0,1686	0,3304	0,1704	0,1662	0,2023
Santa Catarina	0,2446	0,2379	0,2401	0,4973	0,2479	0,2413	0,2534	0,2441	0,2448	0,2422	0,4890	0,2417	0,2409	0,2819
Rio Grande do Sul	0,2498	0,2555	0,2413	0,4820	0,2379	0,2370	0,2346	0,2367	0,2297	0,2287	0,4557	0,2298	0,2283	0,2728
Mato Grosso do Sul	0,3853	0,3956	0,3908	0,7918	0,3620	0,3609	0,3823	0,3781	0,3876	0,3891	0,7762	0,3901	0,4118	0,4463
Mato Grosso	0,4871	0,4606	0,4656	0,9471	0,4588	0,4451	0,4226	0,4349	0,4223	0,4016	0,7981	0,4080	0,4088	0,5047
Goiás	0,3223	0,3383	0,3236	0,6198	0,3061	0,3038	0,3005	0,3008	0,2906	0,2860	0,5772	0,2952	0,2903	0,3504
Distrito Federal	0,3467	0,3597	0,3529	0,7228	0,3794	0,3880	0,3834	0,3915	0,3826	0,3940	0,7806	0,3883	0,3832	0,4349

Fonte: Elaboração própria a partir de dados gerados pela RAIS (CNAE-2.0)

Analisando-se os valores dos *CEs* encontrados, pode-se verificar que o estado de Minas Gerais apresenta o menor grau de especialização da indústria extrativa e de transformação, seguido pelo estado de São Paulo.

De outro modo, a região Norte apresenta os estados mais especializados do país.

A Tabela 12 ilustra os *CEs* para as cinco regiões brasileiras, apresentando a região Sul como a menos especializada.

Tabela 12: Coeficiente de Especialização calculado para as cinco regiões, medindo a especialização de cada região na indústria extrativa e de transformação, para o período de 2006 a 2018

UF / ANO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Média
Norte	0,5174	0,5281	0,5317	0,9768	0,5231	0,5110	0,5150	0,5081	0,4976	0,4754	0,9611	0,4795	0,4797	0,5773
Nordeste	0,3882	0,3985	0,3957	0,8025	0,4008	0,3991	0,3878	0,3830	0,3710	0,3538	0,7059	0,3519	0,3499	0,4376
Centro-Oeste	0,3854	0,3886	0,3832	0,7704	0,3766	0,3745	0,3722	0,3763	0,3708	0,3677	0,7330	0,3704	0,3735	0,4340
Sudeste	0,2407	0,2505	0,2428	0,4873	0,2339	0,2329	0,2324	0,2326	0,2325	0,2304	0,4609	0,2255	0,2263	0,2714
Sul	0,2291	0,2290	0,2225	0,4470	0,2204	0,2181	0,2181	0,2168	0,2158	0,2132	0,4250	0,2139	0,2118	0,2524

Fonte: Elaboração própria a partir de dados gerados pela RAIS (CNAE-2.0)

Complementando a análise, verificou-se a participação do setor de petróleo na especialização de cada UF.

Inicialmente verificou-se a participação da extração e produção de petróleo (classe 06000 da CNAE-2.0) na indústria de extração e de transformação de cada UF, para o período de 2006 a 2018, cujo resultado está apresentado na Tabela 13.

Pode-se verificar que o estado do Rio de Janeiro é o que apresenta, atualmente, a maior participação da extração e produção de petróleo na indústria extrativa e de transformação local, com cerca de 4% de todo o emprego alocado à essas indústrias registradas na exploração de petróleo.

De outro modo, o estado de Sergipe é o que apresenta a maior perda de participação, saindo de uma taxa de participação de mais de 7% em 2006 para menos de 3% em 2018, sinalizando um grande declínio dessa atividade extrativa no estado sergipano.

Já o estado de São Paulo, apesar de ser o segundo maior produtor de petróleo do país, não apresenta participação setorial relevante da extração e produção de petróleo na especialização do estado, pouco representando esse setor específico na totalização dos empregos alocados na indústria de extração e de transformação, principalmente nessa última.

Tabela 13: Participação da extração e produção de petróleo (classe 06000 da CNAE-2.0) na indústria de extração e de transformação das UFs (Divisões 05 a 33 da CNAE-2.0), no período de 2006 a 2018

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Rondônia	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0250%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
Acre	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
Amazonas	0,4470%	0,5369%	0,7036%	0,7688%	1,1624%	1,0477%	0,9708%	0,8015%	0,7797%	0,5590%	0,5300%	0,5426%	0,4953%
Roraima	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
Pará	0,0375%	0,0289%	0,0522%	0,0350%	0,0484%	0,0583%	0,0650%	0,0783%	0,0484%	0,0356%	0,0400%	0,0367%	0,0063%
Amapá	0,0000%	0,0000%	0,9700%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
Tocantins	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0063%	0,0000%	0,0057%	0,0054%	0,0054%	0,0060%	0,0000%	0,0000%
Maranhão	0,0000%	0,0095%	0,0000%	0,0000%	0,2869%	0,2213%	0,2250%	0,0719%	0,0025%	0,0000%	0,0000%	0,1751%	0,0243%
Piauí	0,0000%	0,0463%	0,0456%	0,0000%	0,0000%	0,0256%	0,0178%	0,0105%	0,0068%	0,0213%	0,0226%	0,0117%	0,0036%
Ceará	0,2277%	0,2197%	0,2239%	0,1981%	0,0577%	0,0327%	0,0831%	0,0874%	0,0858%	0,0845%	0,0759%	0,0552%	0,0506%
Rio Grande do Norte	3,0961%	3,0340%	3,0501%	2,7345%	1,7572%	4,4472%	4,7825%	4,8184%	3,1539%	3,2070%	2,9471%	2,4986%	2,4742%
Paraíba	0,0155%	0,0142%	0,0172%	0,0169%	0,0191%	0,0079%	0,0051%	0,0051%	0,0025%	0,0026%	0,0000%	0,0000%	0,0014%
Pernambuco	0,0048%	0,0073%	0,0053%	0,0055%	0,0063%	0,0078%	0,0122%	0,0224%	0,0274%	0,0569%	0,0309%	0,0148%	0,0005%
Alagoas	0,2413%	0,3546%	0,3888%	0,3691%	0,1086%	0,3325%	0,3498%	0,4080%	0,4238%	0,4199%	0,4385%	0,3955%	0,4112%
Sergipe	7,5240%	6,3418%	6,7858%	6,4934%	4,4646%	4,3605%	4,2896%	4,2905%	3,7593%	3,5885%	3,6438%	2,9040%	2,6824%
Bahia	2,0994%	1,9013%	1,8951%	1,7596%	0,6847%	0,8744%	1,7901%	1,9745%	1,7008%	1,6091%	1,4245%	1,2742%	1,1813%
Minas Gerais	0,0006%	0,0023%	0,0039%	0,0096%	0,0083%	0,0085%	0,0086%	0,0107%	0,0091%	0,0043%	0,0027%	0,0022%	0,0026%
Espírito Santo	1,2676%	1,4833%	1,6555%	1,5978%	1,7059%	1,8845%	1,8527%	1,8496%	1,8458%	1,9093%	1,9797%	1,8447%	2,0011%
Rio de Janeiro	3,4003%	3,8033%	3,9957%	4,1959%	4,2735%	4,1970%	4,3819%	4,3681%	4,3515%	4,6941%	4,7222%	4,2113%	3,9446%
São Paulo	0,0067%	0,0050%	0,0123%	0,0122%	0,0787%	0,0024%	0,0037%	0,0240%	0,0295%	0,0664%	0,0830%	0,1014%	0,0991%
Paraná	0,0756%	0,0694%	0,0682%	0,0704%	0,1748%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0002%	0,0002%	0,0002%
Santa Catarina	0,0111%	0,0143%	0,0097%	0,0084%	0,0250%	0,0132%	0,0165%	0,0223%	0,0279%	0,0264%	0,0202%	0,0096%	0,0061%
Rio Grande do Sul	0,0005%	0,0002%	0,0035%	0,0021%	0,0020%	0,0028%	0,0027%	0,0021%	0,0023%	0,0032%	0,0036%	0,0038%	0,0036%
Mato Grosso do Sul	0,0419%	0,0015%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
Mato Grosso	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0020%	0,0000%	0,0267%	0,0755%	0,0750%	0,0088%	0,0082%	0,0061%
Goiás	0,0075%	0,0017%	0,0049%	0,0016%	0,0005%	0,0022%	0,0008%	0,0000%	0,0056%	0,0013%	0,0005%	0,0000%	0,0000%
Distrito Federal	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0155%	0,0000%	0,0039%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados gerados pela RAIS (CNAE-2.0)

Tabela 14: Participação do refino de petróleo (classe 19217 da CNAE-2.0) na indústria de extração e de transformação das UFs (Divisões 05 a 33 da CNAE-2.0), no período de 2006 a 2018

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Rondônia	0,04%	0,63%	0,45%	0,52%	0,52%	0,60%	0,38%	0,38%	0,44%	0,44%	0,41%	0,35%	0,29%
Acre	1,79%	2,07%	0,69%	1,58%	1,26%	1,26%	1,53%	1,42%	1,17%	1,17%	1,57%	0,92%	0,20%
Amazonas	0,53%	0,41%	0,53%	0,51%	0,45%	0,43%	0,46%	0,40%	0,41%	0,41%	0,55%	0,49%	0,50%
Roraima	0,06%	0,27%	1,83%	2,25%	2,26%	3,15%	2,66%	4,28%	3,68%	3,68%	4,86%	4,88%	5,50%
Pará	1,77%	0,86%	0,91%	1,48%	1,34%	1,44%	0,90%	1,40%	0,84%	0,84%	0,84%	1,01%	1,22%
Amapá	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%
Tocantins	0,28%	0,74%	0,15%	5,19%	6,69%	8,05%	7,66%	7,56%	6,32%	6,32%	6,92%	6,80%	6,89%
Maranhão	5,20%	4,96%	3,94%	4,12%	5,28%	9,50%	6,87%	7,46%	7,64%	7,64%	7,00%	4,55%	3,34%
Piauí	8,19%	6,64%	3,67%	5,05%	4,00%	4,50%	4,08%	3,79%	3,85%	3,85%	3,82%	4,74%	7,47%
Ceará	0,38%	0,35%	0,40%	0,35%	0,48%	0,36%	0,47%	0,41%	0,32%	0,32%	0,18%	0,17%	0,14%
Rio Grande do Norte	5,96%	5,95%	5,20%	5,20%	6,20%	5,47%	5,18%	4,76%	4,94%	4,94%	5,17%	5,01%	4,91%
Paraíba	6,74%	11,14%	10,54%	10,47%	8,40%	6,19%	6,65%	5,78%	6,39%	6,39%	6,21%	6,51%	7,06%
Pernambuco	2,94%	2,98%	2,74%	2,45%	3,97%	3,56%	2,86%	2,80%	2,25%	2,25%	2,85%	2,53%	2,77%
Alagoas	3,15%	3,03%	2,82%	2,73%	2,97%	2,48%	2,32%	2,19%	1,58%	1,58%	1,80%	0,70%	0,87%
Sergipe	0,41%	0,42%	4,25%	5,88%	7,78%	9,33%	8,98%	8,27%	8,26%	8,26%	5,49%	4,88%	3,69%
Bahia	1,30%	1,18%	1,22%	1,19%	2,01%	2,41%	1,51%	1,79%	1,68%	1,68%	1,38%	1,32%	1,30%
Minas Gerais	0,74%	0,79%	1,12%	1,36%	1,20%	1,51%	1,35%	1,37%	1,53%	1,53%	1,59%	1,53%	1,64%
Espírito Santo	1,19%	1,26%	1,67%	2,68%	1,59%	1,50%	1,38%	1,34%	1,26%	1,26%	0,90%	1,19%	1,31%
Rio de Janeiro	0,84%	0,92%	1,26%	1,06%	3,87%	4,26%	4,33%	4,41%	4,37%	4,37%	5,13%	4,54%	5,01%
São Paulo	1,43%	1,41%	1,70%	1,75%	1,63%	1,62%	1,69%	1,68%	1,71%	1,71%	1,89%	1,86%	1,92%
Paraná	2,77%	2,81%	2,99%	2,80%	1,77%	1,77%	1,83%	1,79%	1,65%	1,65%	1,43%	1,02%	1,14%
Santa Catarina	0,09%	0,07%	0,08%	0,07%	0,07%	0,05%	0,06%	0,05%	0,05%	0,05%	0,04%	0,04%	0,05%
Rio Grande do Sul	0,24%	0,26%	0,28%	0,29%	0,30%	0,28%	0,16%	0,38%	0,32%	0,32%	0,28%	0,28%	0,28%
Mato Grosso do Sul	4,01%	5,12%	9,24%	11,08%	12,50%	13,87%	13,66%	12,82%	12,46%	12,46%	11,38%	12,44%	12,35%
Mato Grosso	7,05%	4,41%	4,51%	4,44%	5,54%	5,51%	5,69%	4,99%	4,90%	4,90%	5,32%	4,89%	5,43%
Goiás	4,99%	7,00%	8,44%	8,10%	7,25%	8,93%	8,21%	8,01%	8,24%	8,24%	8,65%	9,16%	8,24%
Distrito Federal	0,22%	0,37%	0,45%	0,40%	0,68%	0,22%	0,52%	0,28%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados gerados pela RAIS (CNAE-2.0)

A Tabela 14 apresenta a participação da classe 19217 (fabricação de coque, produtos do refino de petróleo e biocombustível), ilustrando a contribuição do setor de refino no emprego formal da indústria extrativista e de transformação de cada UF, no período de 2006 a 2018.

Pode-se verificar que alguns estados que não possuem refinarias de petróleo aparecem com importantes participações do setor de refino no emprego das indústrias extrativista e de transformação, tais como os estados da Paraíba, Maranhão, Piauí, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul.

Uma possível explicação para esse contraste pode ser a presença do “biocombustível” na classe 19217, sugerindo que esses estados possam estar produzindo significativas quantidades desse produto, de modo a contaminar a análise.

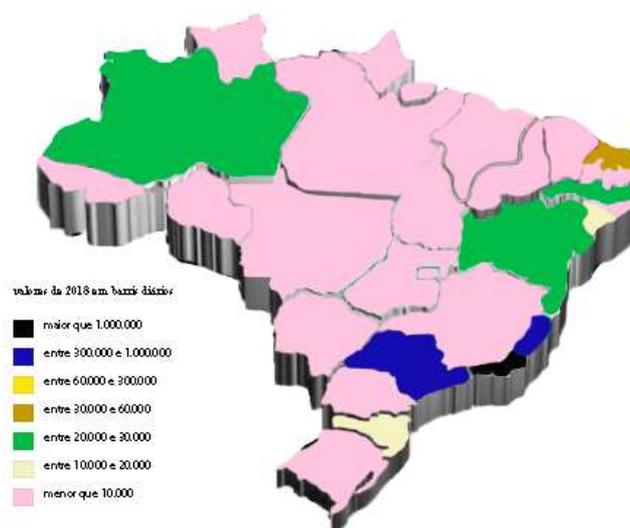
4.4 Distribuição espacial do setor de petróleo

Com o objetivo de ilustrar a distribuição espacial do setor de petróleo em território nacional, representado pela produção das Unidades Federativas, foram elaborados mapas de dispersão, o índice de correlação global de Moran e mapa de clusters.

A Figura 9 apresenta a distribuição espacial da produção do setor de petróleo por quantidade diária produzida e por faixa de produção no ano de 2018.

Pode-se observar, por esse mapa, a concentração produtiva na região sudeste, conforme já evidenciado, sendo o Rio de Janeiro a UF com a maior produção diária, com extração de cerca de 1,8 milhão de barris/dia e um total de 43.165 trabalhadores, com vínculo empregatício, nesse ano de 2018.

Figura 9: Distribuição espacial – produção em volume diário

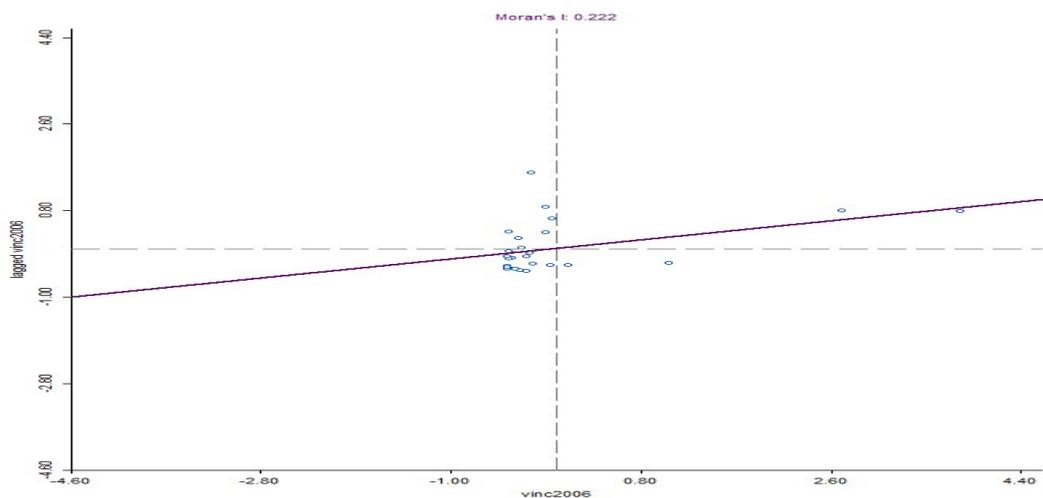


Fonte: Elaboração própria - gerado com dados de produção dos relatórios da ANP

De outro modo, utilizou-se o índice de Moran Global com o propósito de possibilitar uma melhor interpretação de como o setor de petróleo está distribuído, medindo a dependência de uma região à outra e, assim, verificar se uma dimensão espacial impacta a distribuição do setor de petróleo em outra região contígua.

Nesse sentido, o Gráfico 24 apresenta o Índice de Moran Global para o período de 2006, início da série estudada, apresentando o valor de 0,222, o que demonstra a existência de correlação espacial global, embora o pequeno valor do Índice de Moran Global esteja sugerindo uma pequena correlação espacial, repetindo-se esta realidade durante todos os anos da série, considerando o aspecto empregatício, representado pelos vínculos de trabalho com registro público.

Gráfico 24: Índice de Moran Global (0,222) – setor de petróleo para o ano de 2006

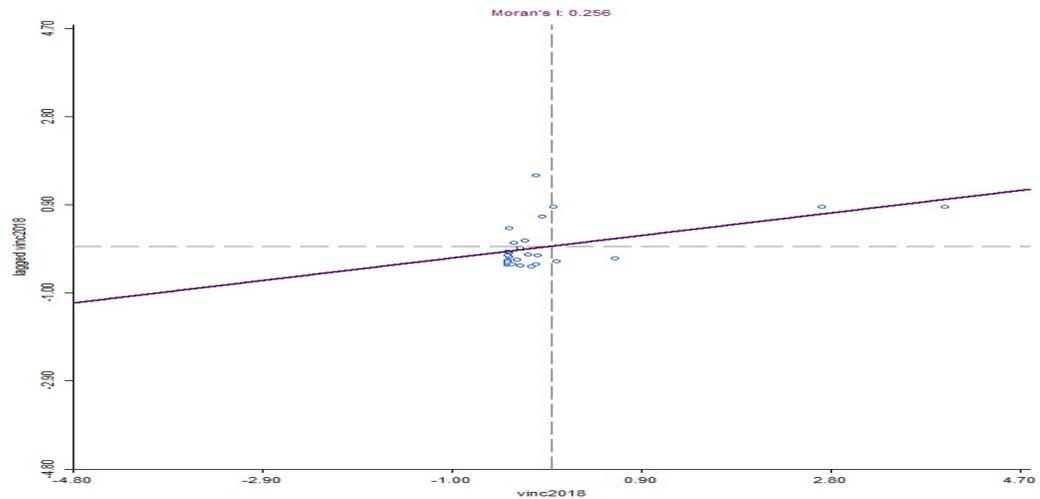


Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da RAIS, processado pelo *software* GEODA

Seguindo essa mesma lógica, o Índice Global de Moran apresentou o valor de 0,256, para o ano de 2018, conforme ilustrado no Gráfico 25, indicando uma baixa correlação espacial positiva ao nível global, significando que há evidência de que, nesse último ano da série, uma região tenha exercido reduzida influência sobre a produção de sua vizinhança.

Sendo assim, o fato de os valores calculados para os anos de 2006 e 2018 (primeiro e último ano da série) apresentarem uma relação positiva e diferente de zero, demonstra que os altos valores da produção de petróleo por uma Unidade da Federação tendem a influenciar as Unidades vizinhas, ou seja, pode estar inferindo que, em nível local, possa haver alguma influência produtiva de uma região sobre outra.

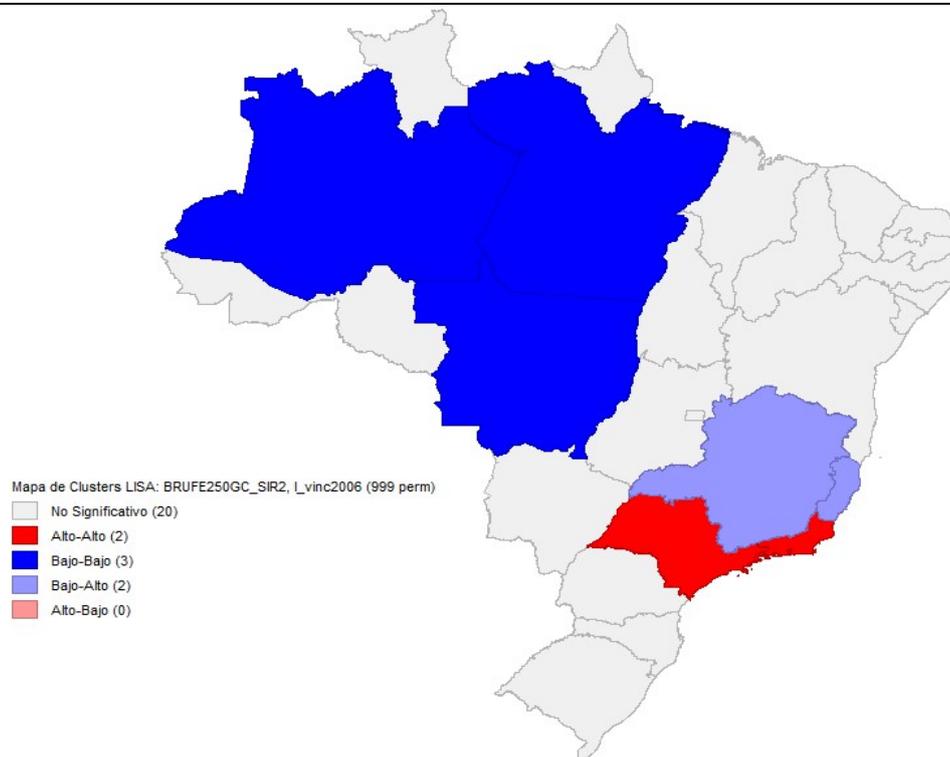
Gráfico 25: Índice de Moran Global (0,256) – setor de petróleo para o ano de 2018



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da RAIS, processado pelo *software* GEODA

Sendo assim, na tentativa de extrair uma possível relação positiva entre as UFs em nível local, gerou-se um mapa de *clusters LISA*, como resultado da análise a partir do Índice de Moran Local Univariante para o ano de 2006, início da série, quando se obteve o mapa ilustrado na Figura 10.

Figura 10: Distribuição espacial – Mapa de Clusters para a produção de petróleo em 2006



Fonte: Elaboração própria a partir de dados originários da RAIS, processado pelo *software* GEODA

Pode-se observar uma correlação positiva na região sudeste, confirmando a expectativa gerada a partir da análise panorâmica da produção e refino de petróleo no território brasileiro, realizado no início dessa seção de resultados, já sugerindo, empiricamente, a distribuição desse setor no território nacional.

A observação das estruturas já montadas na região, principalmente no *cluster* representado pelo estado do Rio de Janeiro, onde se concentra os maiores investimentos da companhia estatal de petróleo que domina o mercado de exploração e refino dessa *commodity*, fazendo fronteira com os estados que aparecem em destaque no mapa, pode ser uma explicação para essa realidade.

Nesse contexto, o *cluster* que representa o estado de São Paulo, onde se localiza o maior parque de refino do país, pode estar sendo impactado pelo *cluster* adjacente, que apresenta a maior produção de petróleo.

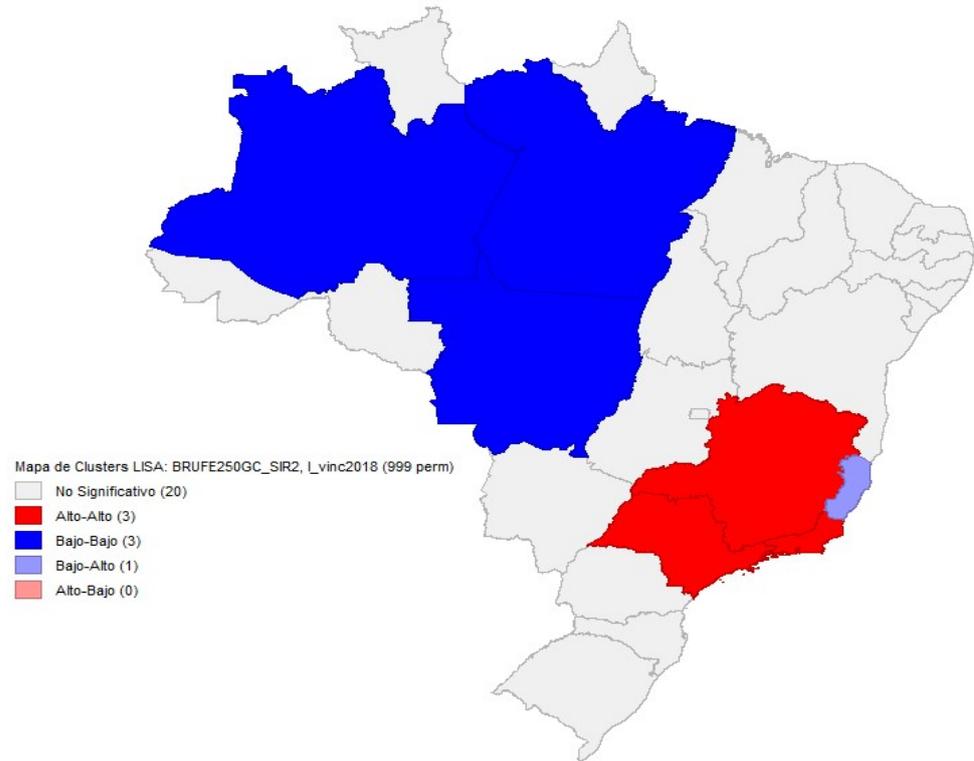
Seguindo essa mesma lógica, já se esperava que os *clusters* que representam os estados do Espírito Santo e Minas Gerais sofressem algum grau de influência dos *clusters* que representam os grandes estados produtores vizinhos. O estado do Espírito Santo por compartilhar de bacias geológicas com o estado do Rio de Janeiro, além de aproveitar a infraestrutura já instalada no estado fluminense, e o estado de Minas Gerais por já possuir um parque de refino, com possibilidade de ter sua produção impulsionada pelo aumento da quantidade de óleo extraída dos campos produtivos da região.

O mapa de cluster da Figura 11 apresenta a correlação espacial entre a produção de uma UF e suas vizinhas a nível local para os dados do ano de 2018, último ano da série. Interpretado da mesma forma do mapa de cluster da Figura 10, tem o intuito de apresentar uma percepção evolutiva da interação entre as áreas operacionais.

Observa-se que o estado de Minas Gerais evolui do cluster Baixo-Alto para a condição Alto-Alto indicando que o estado vai se fortalecendo no setor de petróleo.

Dado que o estado de Minas Gerais não possui fronteiras marítimas, e a extração em seu território é ainda bastante reduzida, com poucos pontos de extração, conclui-se que a explicação para sua performance possa estar na influência sofrida pelos estados vizinhos, uma vez que faz fronteira com os três estados que mais produzem petróleo no território nacional, podendo ser ilustrado pelos resultados encontrados na análise espacial do índice de Moran Local.

Figura 11: Distribuição espacial – Mapa de Clusters para a produção de petróleo em 2018



Fonte: Elaboração própria a partir de dados originários da RAIS, processado pelo *software* GEODA

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho teve como objetivo estudar a distribuição espacial da cadeia do petróleo no território brasileiro, mediante uma análise da exploração, produção e refino do Petróleo no período de 2006 a 2018.

Para isso, utilizou três fontes de dados que se complementaram entre si, na tentativa de detalhar não só a forma como se distribui esse relevante setor econômico, como também inferir a existência de influência de uma região sobre outra.

Adicionalmente, analisou-se comportamentos empíricos de oferta e demanda de derivados do processo de refino.

Inicialmente, apresentou-se um panorama geral da produção e do refino de petróleo no território nacional.

Em seguida, detalhou-se como se distribui essa produção e esse refino nos limites territoriais brasileiros.

Na sequência, criou-se uma variável originada de dados de emprego com vínculo, extraídos da RAIS, no período de 2006 a 2018, como variável *proxy* para o cálculo dos índices de concentração e especialização sugeridos, bem como para o cálculo dos índices que medem a correlação espacial entre as Unidades da Federação.

Descreveu-se o padrão de concentração e de especialização da exploração e produção do petróleo, quando se concluiu que o setor se encontra concentrado na região Sudeste, apresentando sinais de correlação espacial entre as Unidades da Federação ali localizadas, tendo como principal agente influenciador o estado do Rio de Janeiro, que concentra a maior parte de investimentos diretos e o maior volume de óleo extraído.

Alternativamente, o estado de São Paulo, apesar de apresentar um volume relativamente inferior ao estado do Rio de Janeiro, que domina a extração e a produção de petróleo, possui a maior rede de refino, concentrando 47% de todo o refino nacional, totalizando uma capacidade produtiva nominal de 1.124 barris de petróleo por dia de operação, fazendo desse estado o segundo mais importante centro de operações do setor de petróleo, apesar da baixa especialização identificada pelo Quociente Locacional.

Pode-se observar, também, um recrudescimento da produção do estado do Espírito Santo que, sob influência do estado vizinho e se utilizando da infraestrutura já montada na região de fronteira, com expansão para os seus limites territoriais, passa a ser a terceira maior força produtiva do país, com valores relevantes de exploração.

Esse crescimento da produção do estado capixaba é apontado pelo índice de Moran Local que sinalizou a existência de correlação espacial entre os estados da região.

Nessa mesma direção, o índice de Moran Local também evidenciou um fortalecimento do setor de petróleo no estado de Minas Gerais que, pela comparação de clusters gerados a partir da análise dos resultados encontrados para os anos 2006 e 2018, sugere a influência dos estados produtores sobre a economia do petróleo mineiro, apesar do estado ter pouca participação na produção dessa *commodity*.

Sob outra perspectiva, estados tradicionais na exploração e refino de petróleo, como o Rio Grande do Norte, a Bahia e Amazonas, tem identificado redução dos investimentos e, conseqüentemente, redução da produção, com declarada intenção da empresa estatal – dominante do mercado de petróleo – de reduzir e, posteriormente, finalizar sua participação na exploração de petróleo nesses estados, concentrando suas operações no eixo Sudeste e passando seus ativos das regiões Norte e Nordeste para a iniciativa privada, conforme declarações da empresa estatal que domina o mercado brasileiro.

Essas conclusões foram inferidas a partir da análise da evolução da exploração, da produção e do refino do petróleo nas Unidades Federativas no período de 2006 a 2018, identificando-se como se comportou todos os estados da Federação nesse processo produtivo.

De outro modo, não foi identificado um “boom” de produção de petróleo com as descobertas do Pré-Sal, mantendo-se a mesma tendência observada no período que precede as descobertas.

Sendo assim, ao se comparar a produção de petróleo no período que antecede a exploração das jazidas do Pré-Sal (exploração essa que tem início no primeiro semestre de 2010) com a produção após o início dessa exploração, não se observa grandes mudanças na produção e no refino de petróleo nas UFs.

Essa realidade sugere um posicionamento estratégico da Petrobras – empresa que domina o mercado e é detentora dos direitos de exploração das reservas – ou a falta de recursos para investimentos na exploração das jazidas, em grande medida em virtude de seu endividamento, fruto dos problemas de governança corporativa por que passou nessa última década, vastamente divulgada nas mídias nacionais e internacionais.

Cabe salientar que as considerações acima descritas devem ser analisadas dentro de seu contexto, observando-se uma série de limitações.

Primeiramente, ao eleger os segmentos *Upstream* e *Midstream* como representantes do setor de petróleo, abriu-se mão do significativo segmento *Downstream*, representado por diversas subclasses produtivas.

Por exigir um elevado esforço na identificação e na coleta de dados, que não se mostrou viável diante das limitações encontradas, a não exploração do segmento *Downstream* constitui uma limitação importante desse estudo, não tendo sido explorado a participação de importantes setores econômicos que utilizam derivados de petróleo em sua matriz produtiva, dentre as quais outras classes da indústria de transformação e a agroindústria, com importantes contribuições para o PIB brasileiro.

Outra limitação foi a indisponibilidade de dados para todos os anos da amostra por todas as bases utilizadas no estudo, o que gerou parâmetros médios distorcidos. Nesse sentido, enquanto o SIDRA e a RAIS apresentaram dados para todo o período, os relatórios da ANP somente foram disponibilizados a partir de 2010.

De todo modo, em virtude da relevância das informações geradas pelos relatórios da ANP, entendeu-se razoável a manutenção dessa importante base de dados.

Mais uma importante limitação identificada foi a *proxy* utilizada. Certamente a quantidade produzida ou o valor da produção (em moeda nacional), remeteria a um resultado mais representativo. Entretanto, como os dados gerados no SIDRA não foram apresentados em um nível de desagregação adequado, essa variável se apresentou bastante limitada

Também se pode constatar uma limitação temporal, uma vez que a inclusão dos anos que antecederam o início do período estudado resultaria em importante compreensão do desenvolvimento histórico do setor.

Entretanto, devido ao fato de ter havido mudança na classificação do CNAE-2.0 em relação ao CNAE-95, o que resultaria na necessidade de identificação detalhada das correspondências entre as classes e subclasses das duas versões, e em virtude da limitação do prazo de conclusão desse trabalho, preferiu-se adotar a versão mais atualizada.

Outras pesquisas que possam ser desenvolvidas nesse campo de investigação poderiam realizar a harmonização das bases de dados, suprimindo algumas das limitações acima apresentadas, bem como verificar se a influência política nas decisões da estatal poderia estar impactando a distribuição espacial histórica do setor de petróleo.

6 REFERÊNCIAS

ABA, Tahsin; KAVAK, Orhan. Environmental Effects of Petroleum Leaks Around Diyarbakir City (SE Anatolia of Turkey) and Its Environment. **IOP Conference Series: Earth and Environmental Science**, v. 221, p. 012041, 2019. DOI: 10.1088/1755-1315/221/1/012041.

ALMEIDA, Eduardo Simões De. **Curso de Econometria Espacial Aplicada**. ESALQ.USP, 2004

ALMEIDA, Eduardo. **Econometria Espacial Aplicada**. Campinas: Editora Alínea, 2012.

ANP, BRASIL. **Boletim de Produção do Petróleo e Gás Natural**. 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>.

ANP, BRASIL. **Boletim de Produção do Petróleo e Gás Natural**. 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>.

ANSELIN, Luc. Local Indicators of Spatial Association—LISA. **Geographical Analysis**, v. 27, n. 2, p. 93–115, 1995. DOI: <https://doi.org/10.1111/j.1538-4632.1995.tb00338.x>.

BP, USA. **Statistical Review of World Energy**. 2019. Disponível em: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. Acesso em: 20 out. 2020.

BRASIL, Nilo Indio Do; ARAÚJO, Maria Adelina Santos; SOUSA, Elisabeth Cristina Molina De. **Processamento de Petróleo e Gás**. 2 ed.: LTC, 2017.

BRASIL, Decreto nº 76.900/75. **Relação Anual de Informações Sociais - RAIS**. 1975. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br>

BRASIL, Lei Complementar. 6.404/76. **Lei das Sociedades por Ações**. 1976. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l6404consol.htm

BRASIL, MME. **Boletim de exploração e produção de petróleo e gás natural**. p. 9, 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>

BRASIL, STF. **Notícias STF :: STF - Supremo Tribunal Federal**. 2019b. Disponível em: <http://www.stf.jus.br/portal/cms/verNoticiaDetalhe.asp?idConteudo=425884>. Acesso em: 20 out. 2020.

BRASIL, Transpetro. **Frota Transpetro**. 2020. Disponível em: <http://transpetro.com.br/transpetro-institucional/nossas-atividades/transporte-maritimo/frota-transpetro.htm>. Acesso em: 16 abr. 2021.

COSTA ', 'Rodolfo. **Governo avalia prós e contras do convite para se juntar à Opep**. 2019. Disponível em: https://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/economia/2019/11/01/internas_economia,8

03039/governo-avalia-pros-e-contras-do-convite-para-se-juntar-a-opep.shtml. Acesso em: 16 abr. 2021.

DIAS, José; QUAGLINO, Maria. **A questão do petróleo no Brasil - uma história da PETROBRAS**. 2 ed. Rio de Janeiro: CPDOC: PETROBRAS, 1994.

DOLAN, Paul; GALIZZI, Matteo M. Like ripples on a pond: Behavioral spillovers and their implications for research and policy. **Journal of Economic Psychology**, v. 47, p. 1–16, 2015. DOI: 10.1016/j.joep.2014.12.003.

ELLISON, Glenn; GLAESER, Edward L. Geographic Concentration in U.S. Manufacturing Industries: A Dartboard Approach. **Journal of Political Economy**, v. 105, n. 5, p. 889–927, 1997. DOI: 10.1086/262098.

FREITAS, Caroline; REZENDE, Lucas. **Empresas anunciam projetos para a construção de 3 refinarias no ES**. 2020. Disponível em: <https://www.biodieselbr.com/noticias/biocombustivel/negocio/empresas-anunciam-projetos-para-a-construcao-de-3-refinarias-no-es>. Acesso em: 20 out. 2020.

HADDAD, Paulo Roberto. **Economia regional: teorias e métodos de análise**. Fortaleza: BNB-ETENE, 1989.

HAMACHER, Silvío; FERREIRA FILHO, Virgílio. **Aplicações de pesquisa operacional na indústria internacional de petróleo e gás**. Rio de Janeiro: GEN LTC, 2015.

HIRSCHMAN, A. O. **Estratégia do desenvolvimento econômico**. Rio de Janeiro: Fundo de Cultura, 1958.

IBGE, BRASIL. **Pesquisa Industrial Anual - Produto - PIA-Produto | IBGE**. 2018. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/industria/9044-pesquisa-industrial-anual-produto.html?=&t=destaques>. Acesso em: 5 jun. 2021.

IBGE, BRASIL. **Classificação Nacional das Atividades Econômicas: subclasses para uso da administração pública, versão 2.3**. Rio de Janeiro: IBGE, 2020. a. Disponível em: <https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv101721.pdf>.

IBGE, BRASIL. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA | IBGE**. 2020b. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=o-que-e>. Acesso em: 16 abr. 2021.

ISARD, Walter. **Location and Space Economy**. London: Chapman & Hall, Ltd., 1956.

LAUTERT, Vladimir; ARAÚJO, Nilton Clóvis Machado De. Concentração industrial no Brasil no período 1996-2001: uma análise por meio do índice de Ellison e Glaeser (1994). **Economia Aplicada**, v. 11, n. 3, p. 347–368, 2007. DOI: 10.1590/S1413-80502007000300002.

LEVINE, David M.; KREHBIEL, Timothy C.; STEPHAN, David F.; BERENSON, Mark L. **Estatística Teoria E Aplicações Usando O Microsoft Excel Em Português**. 5 ed. Rio de Janeiro: LTC, 2008.

LÖSCH, August. **Die räumliche ordnung der wirtschaft**. Jena: Gustav Fischer, 1940. **The economics of location**. New Haven-CN: Yale University Press, 1952.

- MONASTÉRIO, Leonardo; CAVALCANTI, Luis Ricardo. *In: Economia Regional e Urbana: Teorias e métodos com ênfase no Brasil*. Brasília: Ipea, 2011.
- MYRDAL, Gunnar. *Teoria econômica e regiões subdesenvolvidas*. Rio de Janeiro: Instituto Superior de Estudos Brasileiros, 1957.
- NETO, Afonso A. D. *Curso de Refino de petróleo e petroquímica*. UFRN, 2007.
- NORTH, D. Agriculture in regional economic growth. *Journal of Farm Economics*. v. 41, n. 5, p. 943–51, 1959.
- OIL GROUP. **Refino – Oil Group**. 2020. Disponível em: <https://oilgroup.com.br/refino-2/>. Acesso em: 20 out. 2020.
- PERROUX, F. O conceito de pólo de desenvolvimento. In: SCHWARTZMAN, J. (Org.). **Economia regional: textos escolhidos**. Belo Horizonte: Cedeplar, 1977. Edição original de 1955.
- PETROBRAS. **Nossas atividades - refino**. institucional. 2020. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br>. Acesso em: 10 jun. 2020.
- PIQUET, Rosélia. A CADEIA PRODUTIVA DO PETRÓLEO NO BRASIL E NO NORTE FLUMINENSE. **RDE-Revista de Desenvolvimento Econômico**. v.1, n.1, 2010.
- POLITO, Rodrigo. **Noxis planeja construir refinaria em Sergipe**. 2020. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2020/02/11/noxis-planeja-construir-refinaria-em-sergipe.ghtml>. Acesso em: 20 out. 2020.
- RESENDE, Marcelo; WYLLIE, Ricardo. Aglomeração industrial no Brasil: um estudo empírico. **Estudos Econômicos**. v. 35, n. 3, p. 433–460. São Paulo: SciELO, 2005. DOI: 10.1590/S0101-41612005000300002.
- ROOS, Breno Carvalho. **ECONOMIA DO PETRÓLEO E DESENVOLVIMENTO: estudo exploratório sobre as perspectivas do pré-sal brasileiro. Dissertação**. Disponível em repositorio.ufrn.br: Natal, 2013.
- SOUZA, Adeilson Elias De. Distribuição espacial da produção de abacaxi no Brasil com ênfase na Paraíba no período de 2003 - 2015. **Monografia**. Universidade Federal da Paraíba. 2017. Disponível em [Repositório.ufpb.br](http://repositorio.ufpb.br).
- STATISTA. **Top 100 Companies: Oil & Gas**. 2019. Disponível em: <https://www.statista.com/study/40477/top-100-oil-and-gas-companies-global/>. Acesso em: 30 mar. 2021.
- TEIXEIRA, Rudolph Fabiano Alves Pedroza; BERTELLA, Mario Augusto. Distribuição espaço-temporal da produtividade média do café em Minas Gerais: 1997-2006. **Revista Análise Econômica**, v. 33, n. 63, 2015. DOI: 10.22456/2176-5456.25814. Disponível em: <http://seer.ufrgs.br/index.php/AnaliseEconomica/article/view/25814>. Acesso em: 16 abr. 2021.
- THÜNEN, J. H. V. **The isolated state**. Edição Original de 1826. New York: Pergamon Press, 1966.
- USA, EIA. **U.S. crude oil production fell by 8% in 2020, the largest annual decrease on record - Today in Energy - U.S. Energy Information Administration (EIA)**. 2020.

Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=47056>. Acesso em: 17 mar. 2021.

VASCONCELOS, Maria Rita. Distribuição Espacial da Produção agrícola na Paraíba: uma análise para a produção de abacaxi, banana e cana de açúcar no período de 2003 – 2016. **Monografia**. Universidade Federal da Paraíba, 2018. Disponível em Repositório.ufpb.br.

WEBER, Alfred. **Theory of Location of Industries**. Chicago, Illinois: The university of Chicago Pres, 1929.

YABIKO, Raíssa Fernandes; BONE, Rosemarie Bröker. THE PRESSURES OF THE BRAZILIAN PRE-SALT PRODUCTION ON THE NATIONAL REFINING SECTOR. **Brazilian Journal of Operations & Production Management**, v. 13, n. 3, p. 344, 2016. DOI: 10.14488/BJOPM.2016.v13.n3.a11.

YERGIN, Daniel; NATALE, Leila M. U. Di; GUIMARÃES, Maria C. **O petróleo: Uma história mundial de conquistas, poder e dinheiro**. 4 ed. Rio de Janeiro: Paz & Terra, 2012.