

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

Instituto de Geociências

Programa de Pós-Graduação em Geologia

LEONARDO SILVEIRA DE SOUZA

**O PRÉ-SAL BRASILEIRO E SUAS VERTENTES: da evolução geológica ao mercado
internacional do petróleo**

Belo Horizonte

2019

Leonardo Silveira de Souza

O PRÉ-SAL BRASILEIRO E SUAS VERTENTES: da evolução geológica ao mercado internacional do petróleo

Versão final

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Geologia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Geologia.

Orientador: Prof. Dr. Geraldo Norberto Chaves Sgarbi

Belo Horizonte

2019

S729p Souza, Leonardo Silveira de.
2019 O pré-sal brasileiro e suas vertentes [manuscrito] : da evolução geológica ao mercado internacional do petróleo / Leonardo Silveira de Souza. – 2019.
179 f., enc.: il. (principalmente color.)

Orientador: Geraldo Norberto Chaves Sgarbi.
Tese (doutorado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Instituto de Geociências, 2019.
Área de concentração: Geologia Econômica e Aplicada.
Inclui bibliografias.

1. Geologia econômica – Brasil – Teses. 2. Petróleo – Comércio – Teses. 3. Petróleo – Legislação – Teses. 4. Pré-sal – Teses. I. Sgarbi, Geraldo Norberto Chaves. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Instituto de Geociências. III. Título.

CDU: 553(81)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA



FOLHA DE APROVAÇÃO

O PRÉ-SAL BRASILEIRO E SUAS VERTENTES: DA EVOLUÇÃO GEOLÓGICA AO MERCADO INTERNACIONAL DO PETRÓLEO

LEONARDO SILVEIRA DE SOUZA

Tese submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em GEOLOGIA, como requisito para obtenção do grau de Doutor em GEOLOGIA, área de concentração GEOLOGIA ECONÔMICA E APLICADA.

Aprovada em 22 de março de 2019, pela banca constituída pelos membros:

Prof. Geraldo Norberto Chaves Sgarbi - Orientador
UFMG

Prof. Guilherme de Oliveira Estrella
Fundação Gorceix

Prof. Ildo Luis Sauer
USP

Prof. Gilmar Vital Bueno
Sociedade Brasileira de Geologia

Prof. Gilberto Bercovici
USP

Belo Horizonte, 22 de março de 2019.

A todas as mulheres da minha vida.

AGRADECIMENTOS

O desenvolvimento desta tese somente se tornou possível por meio da colaboração direta de dezenas de pessoas e de algumas instituições, pelas quais eu gostaria de expressar os meus sinceros agradecimentos:

Ao meu orientador, Geraldo Norberto Chaves Sgarbi, por acreditar no projeto da tese e, principalmente, por ter permitido a minha independência intelectual e profissional, fatores basilares para o desenvolvimento da pesquisa.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (Capes), pela concessão da bolsa de pesquisa na primeira fase do doutoramento.

À Petrobras, pela concessão da bolsa de doutoramento na segunda fase da pesquisa.

À minha querida mãe, Maria Antunes da Silveira Souza, pela inspiração e referência de vida e, sobretudo, pelo companheirismo nos momentos mais adversos do doutoramento.

À minha pequena Alice, por ter sido uma norteadora, mesmo a distância.

Ao meu irmão Lúcio, que sempre esteve na retaguarda da minha caminhada no doutoramento.

Ao meu irmão Tanure do Amaral, pela solidariedade e presteza em um momento crucial da pesquisa.

Ao amigo Daniel Miranda, pela solidariedade nas incontáveis “consultorias”.

Ao amigo Frederico Fava, pela convivência, discussões e aprendizados geológicos.

Ao amigo Jordão, que compartilhou de forma generosa e despretensiosa os seus conhecimentos sobre a indústria mundial do petróleo e gás natural.

Ao amigo Alexandre Costa que compartilhou de forma solícita a sua experiência nas *International Oil Companies*.

À amada República Xiboca de Ouro Preto pela acolhida na fase derradeira do doutoramento.

À Renata Augusta, pela generosidade na difusão do conhecimento geológico.

Às amigas, Carol, Raíssa, Paula e Sofia pela visão feminina da geologia.

Aos amigos Paulo Zaeyen, André Falci, Marcelo Friedman, Mauricio Felmer, Tobias Fonte Boa e Márcio Dantas, pelo aprendizado geológico e, principalmente, pelos momentos de descontração que permitiram suportar a rotina de estudos.

Ao Professor Mário Chaves, pela oportunidade de fazer o meu primeiro campo geológico.

Ao Professor Romano, pela gentileza no início do doutoramento.

À Professora Lúcia Fantinel, em um primeiro momento, pelos seus ensinamentos geológicos, posteriormente, pelos questionamentos, orientações e sugestões.

À Professora Lydia Lobato, pelas sugestões e observações na fase inicial da pesquisa.

Ao Professor Alexandre Uhlein, pela atenção e compreensão durante todo o curso de Análise de Bacias.

Ao Professor Ricardo Diniz da Costa, pela atenção e celeridade nos trâmites que envolveram a implementação da bolsa da Petrobras.

Às secretárias e o secretário do Programa de Pós Graduação em Geologia da UFMG, respectivamente, Lilian, Jéssica e William, pela atenção, compreensão e presteza nos assuntos e trâmites referentes ao doutoramento.

Ao Professor Ildo Sauer, pelas orientações e sugestões na fase inicial da pesquisa.

Ao Professor Gilmar Vital Bueno, pela presteza na correção do primeiro artigo.

Ao Professor Gilberto Bercovici, pela gentileza em corrigir o segundo artigo.

Ao Professor Paulo de Tarso Amorim Castro, pelas sugestões e orientações emitidas e expressadas na qualificação.

Ao Geólogo Guilherme Estrella, pelas palestras proferidas e, sobretudo, pela simplicidade ao aceitar o meu convite.

“O Geólogo, é acima de tudo, um observador da vida”.

Guilherme de Oliveira Estrella

RESUMO

A viabilidade da produção dos reservatórios do Pré-sal brasileiro representa o ápice do acúmulo de conhecimentos geológico, geofísico e produtivo das bacias da margem leste brasileira, nos quase sessenta anos das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos. Tal êxito, somente foi possível lograr graças ao investimento do Estado brasileiro e da competência técnica da Petrobras na busca pela autossuficiência petrolífera nacional. As características positivas do Pré-sal brasileiro: volume potencial das reservas, alta produtividade, qualidade do óleo e do gás natural, baixo risco exploratório e de produção, sobretudo na Bacia de Santos, geraram dois movimentos distintos pelo Estado brasileiro: o primeiro em 2010, a adoção de um modelo regulatório para a exploração e produção nos reservatórios de hidrocarbonetos sob a sequência evaporítica, que objetivava a maximização do aproveitamento do excedente econômico, por meio da maior captação da renda produzida pelo Estado nacional e do fortalecimento da Petrobras. O segundo, em 2016, a aprovação do fim da obrigatoriedade da Petrobras em explorar e produzir em todos os campos do Pré-sal brasileiro, um dos pilares do modelo regulatório aprovado em 2010. A redução do intervencionismo estatal no desenvolvimento do Pré-sal brasileiro resultou da junção de fatores que estão inseridos na Geopolítica do Petróleo e no Mercado Internacional do Petróleo, nos quais podemos destacar: (i) o acirramento das críticas e das pressões tanto por entidades e organizações nacionais quanto das companhias internacionais do petróleo e de seus países de origem que visavam alterar a legislação brasileira, permitindo uma maior participação das empresas internacionais nas atividades de exploração e produção nos reservatórios abaixo da sequência evaporítica; (ii) a competência da Petrobras no desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural nos reservatórios abaixo da sequência evaporítica; (iii) da instabilidade política vivenciadas no Brasil após 2013; (iv) pela mudança na presidência da república em 2016; (v) o mercado internacional do petróleo sofreu alterações consideráveis a partir de 2014, sobretudo, com a drástica redução da cotação do barril de petróleo no mercado internacional, que acarretou nas mudanças de investimentos em exploração e produção de hidrocarbonetos das maiores companhias de petróleo no mundo, direcionando os investimentos para as províncias petrolíferas mais rentáveis, como o Pré-sal brasileiro.

Palavras-chave: Pré-sal brasileiro; Geologia; Exploração; Produção; Modelo Regulatório; Geopolítica do Petróleo; Mercado Internacional do Petróleo.

ABSTRACT

The feasibility of the production of the Brazilian pre-salt reservoirs represents the summit of the accumulation of the geological, geophysical and productive knowledge of the basins on the Brazilian eastern margin along the almost sixty years of the exploitation activities and hydrocarbons production. Such a successful trajectory was only possible thanks to the investment of the Brazilian state and to the technical competence of Petrobras in the search for the national oil self-sufficiency. The positive characteristics of the Brazilian pre-salt, namely, the potential volume of the reserves, high productivity, oil and natural gas quality, and the low exploratory and production risks, especially in the Santos Basin, generated two distinct movements made by the Brazilian state: the first one, in 2010, with the adoption of a regulatory model for the exploitation and production in the reservoirs of hydrocarbons under the evaporitic sequence that aimed at the best profit of the economic surplus by means of the greatest income raising produced by the national state, and by the strengthening of Petrobras. The second one, in 2016, with the approval of the end of Petrobras' obligation to explore and produce in all the Brazilian pre-salt fields, one of the pillars of the regulatory model approved in 2010. The reduction of the state interventionism in the development of the Brazilian pre-salt arose of a set of factors inserted in the Oil Geopolitics and in the International Oil Market, among which we may highlight: (i) the aggravation of the criticism and pressures coming not only from national entities and organizations, but also from international oil corporations and their original countries that intended to alter the Brazilian legislation in order to allow a bigger participation of the international corporations in the activities of exploitation and production in the reservoirs under the evaporitic sequence; (ii) the competence of Petrobras in the development of the oil and natural gas production in the reservoirs under the evaporitic sequence; (iii) the political instability experienced in Brazil after 2013; (iv) the change of the Republic's presidency in 2016; (v) the fact that the international oil market underwent considerable alterations since 2014, mostly with the dramatic reduction of the price of the oil barrel in the international market, which carried out the change in exploitation and production of hydrocarbon investments of the major oil corporations in the world, leading the investments to more profitable oil provinces such as the Brazilian pre-salt.

Keywords: Brazilian Pre-salt; Geology; Exploration; Production; Regulatory Framework; Oil Geopolitics; International Oil Market.

LISTA DE FIGURAS DA INTRODUÇÃO, CAPÍTULO I E CAPÍTULO II

- Figura 1. Distribuição da ocorrência dos reservatórios de hidrocarbonetos do Pré-sal brasileiro entre as bacias de Santos e Sergipe-Alagoas. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da EPE, 2016b. 7
- Figura 2. Esquematização das vertentes do Pré-sal brasileiro, analisadas na metodologia desta Tese. 10
- Figura 3. Países sedes das Sete Irmãs. Elaborado pelo autor a partir das informações extraídas de Yergin, 2012. 101
- Figura 4. Regiões produtoras de petróleo e gás natural na Rússia. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da EIA, 2014. 104

LISTA DE GRÁFICOS DA INTRODUÇÃO, CAPÍTULO I E CAPÍTULO II

Gráfico 1. Produção russa de petróleo entre 2000 e 2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da BP Statistical Review of Energy World dos anos 2007 e 2017.	108
Gráfico 2. Reservas Mundiais de Petróleo em 1951. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da BP, 1951.	110
Gráfico 3. Composição acionária do Consórcio Internacional no Irã em 1972. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos de Sampson, 1976.	116
Gráfico 4. Produção mundial de petróleo entre 2009-2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da British Petroleum, 2017.	122
Gráfico 5. Produção de petróleo no EUA entre 2009-2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da British Petroleum, 2017.	122
Gráfico 6. As cinco maiores (em termos de produção) companhias nacionais de petróleo em 2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos dos relatórios anuais de 2016 das cinco companhias e da <i>British Petroleum Statistical Review of World Energy</i> 2017.	130
Gráfico 7. As cinco maiores (em termos de produção) companhias internacionais de petróleo em 2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos dos relatórios anuais de 2016 das cinco companhias.	130
Gráfico 8. As cinco maiores (em capacidade de refino) companhias nacionais de petróleo no setor de refino em 2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos dos relatórios anuais de 2016 das seis companhias (incluindo à Petrochina).	131
Gráfico 9. As cinco maiores (em capacidade de refino) companhias internacionais de petróleo no setor de refino em 2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos dos relatórios anuais de 2016 das cinco companhias.	132
Gráfico 10. Reservas mundiais de petróleo em 1960. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos de Sauer, 2016.	133
Gráfico 11. As reservas mundiais de petróleo em 2010. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos de Sauer, 2016.	134
5.3 Mercado Consumidor Internacional de Petróleo	134
Gráfico 12. Os dez maiores países consumidores de petróleo em 2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da BP, 2017.	135

Gráfico 13. As cotações do barril de petróleo tipo Brent (Barril de petróleo referência na Bolsa de Valores de Londres) no mercado spot (Barril de petróleo negociado no mercado à vista) entre 2002 e 2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da BP, 2017.	136
Gráfico 14. O custo de produção do barril de petróleo em reservatórios convencionais e não convencionais em 2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos do WSJ, 2016.	139
Gráfico 15. As 10 maiores reservas mundiais de petróleo em 2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da BP, 2017.	140
Gráfico 16. Os 10 maiores países produtores de petróleo em 2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da BP, 2017.	142

LISTA DE SIGLAS DO VOLUME DA TESE

ACF	Alto de Cabo Frio
AF	Alto de Florianópolis
AFDB	African Development Bank
AIE	Agência Internacional de Energia
API	American Petroleum Institute
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social
BOE	Barris de Óleo Equivalente
BP	British Petroleum
Cedpen	Centro de Estudos e Defesa do Petróleo
CERI	Canadian Energy Research Institute
CFP	Compagnie Française des Pétroles
Cnodc	China Southern Petroleum Exploration and Development Corporation
Cnooc	China National Offshore Oil Corporation
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
CNPC	China National Petroleum Corporation
Cnpe	Conselho Nacional de Política Energética
CPRM	Serviço Geológico do Brasil
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
EC	Emenda Constitucional
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi S.p.A.
EIA	United States Energy Information Administration
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FS	Fundo Social
IEA	International Energy Agency
IOC	International Oil Companies
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo
IPC	Iraq Petroleum Company
MEES	Middle East Economic Survey

MME	Ministério de Minas e Energia
Nioc	National Iranian Oil Company
NOC	National Oil Companies
NPC	National Petroleum Council
Opep	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
Pdvsa	Petróleos de Venezuela S.A
Pemex	Petróleos Mexicanos
PPSA	Pré-Sal Petróleo S.A - Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A
SGMB	Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro
Swfi	Sovereign Wealth Fund Institute
UNE	União Nacional dos Estudantes
WSJ	The Wall Street Journal

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	19
1.1 Localização do Pré-sal brasileiro	23
1.2 Objetivos	24
1.3 Materiais e métodos empregados	25
2. BACIA DE SANTOS NO BRASIL: GEOLOGIA, EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL (Artigo I Aprovado)	31
3. O PRÉ-SAL BRASILEIRO E A EVOLUÇÃO DO MODELO REGULATÓRIO DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS NO BRASIL (Artigo II Aprovado)	74
4. A GEOPOLÍTICA DO PETRÓLEO E O PRÉ-SAL BRASILEIRO (Capítulo I)	115
4.1 Introdução	115
4.2 As companhias internacionais do petróleo	116
4.3 Rússia	121
4.4 Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP)	126
4.5 As companhias nacionais do petróleo	132
4.6 Petrobras	137
4.7 O Pré-sal brasileiro	141
4.8 Conclusões	144
5. O MERCADO INTERNACIONAL DO PETRÓLEO E O PRÉ-SAL BRASILEIRO (Capítulo II)	148
5.1 Introdução	148
5.2 As companhias nacionais do petróleo e companhias internacionais do petróleo	149
5.3 O mercado consumidor internacional do petróleo	154
5.4 Os reservatórios convencionais e não convencionais dos hidrocarbonetos	158
5.5 O Pré-sal brasileiro	163
5.6 Conclusões	166
6. CONCLUSÕES DA TESE	168
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS DA INTRODUÇÃO, CAPÍTULO I E CAPÍTULO II	173

1 - INTRODUÇÃO

O Brasil, ao longo da sua história, apresentou ciclos econômicos que permitiram a integração política, econômica e social nacional, alicerçados por meio de uma interdependência econômica das suas várias regiões, que resultou na integração territorial da porção emersa do país.

As atividades de exploração de hidrocarbonetos iniciadas na margem leste brasileira nos anos 1950, culminaram com a produção pioneira de petróleo e gás natural no *offshore* do Brasil, no campo de Guaricema, na Bacia de Sergipe-Alagoas em 1968, permitindo complementar a integração territorial nacional por meio do exercício de soberania nacional sobre a plataforma continental brasileira (Martins & Carneiro, 2012).

A viabilidade técnica e econômica em 2005, da produção dos reservatórios de hidrocarbonetos, posicionadas abaixo da seção evaporítica ou Pré-sal brasileiro¹, localizados entre as bacias de Santos e Sergipe-Alagoas, consolidou a integração territorial nacional.

A produção dos reservatórios de hidrocarbonetos abaixo da seção evaporítica representa o terceiro marco mundial da indústria de petróleo e gás natural *offshore*, após as descobertas dos reservatórios do Golfo do México e Mar do Norte, respectivamente nas décadas de 1910 e 1960. Em termos de volume das reservas, o Pré-sal brasileiro poderá ser a maior província petrolífera *offshore* de toda a história.

A produção do volume potencial das reservas de hidrocarbonetos do Pré-sal brasileiro, possibilita a completa integração territorial do país por meio do desenvolvimento econômico, social e tecnológico.

Da mesma forma que nos outros ciclos econômicos, um dos principais entraves para o desenvolvimento nacional, diz respeito à cobiça de outras nações pelas riquezas brasileiras, materializadas por meio de sabotagens econômicas e pressões políticas ou até mesmo a pilhagem, perfazendo todo o período colonial, tendo como exemplos Portugal, Espanha, Inglaterra, Holanda e França. Por sua vez no período imperial, a supremacia inglesa e em menor envergadura França, Alemanha e Estados Unidos fizeram presente.

No período republicano a interferência e influência norte-americana tornaram hegemônicas, sobretudo pelo desenvolvimento inicial da indústria do petróleo nos Estados

¹ Assim, denominado neste trabalho, em virtude da existência de outros reservatórios de hidrocarbonetos, no globo terrestre, que estão localizados abaixo de uma seção evaporítica.

Unidos, e no processo de internacionalização das atividades de exploração, produção e distribuição de petróleo, no final do século XIX e início do século XX, sobretudo na América Latina.

A hegemonia do petróleo na matriz energética mundial a partir da I Guerra Mundial levou a formação de um cartel de companhias de petróleo de três dos países mais desenvolvidos: Estados Unidos, Inglaterra e Holanda denominado de Sete Irmãs, posteriormente seria incluída a oitava companhia, de origem francesa.

As oito maiores companhias de petróleo travaram uma disputa acirrada pela produção, refino, distribuição de petróleo e de seus derivados, além do mercado consumidor em todo o planeta. Na disputa, todas as iniciativas de países que tentassem desenvolver suas próprias companhias de petróleo foram atacadas ferozmente pela política de reserva de mercado das oito companhias e pelos países de origem das empresas do cartel.

A influência externa no Brasil refletiu e continua impactando a sociedade brasileira, de tal forma que, ao longo da história da Petrobras², o país esteve/está dividido entre os nacionalistas, que vislumbram o desenvolvimento industrial nacional, a partir dos investimentos da Petrobras na expansão de suas atividades, por outro lado, os liberais, que acreditam na maior abertura do mercado ou até mesmo a privatização da Petrobras seria mais benéfica para o país, sobretudo, se houver a transferência das atividades da estatal brasileira para o controle das companhias internacionais.

Essa divisão da sociedade brasileira, entre nacionalistas e liberais, a partir da I Guerra Mundial, tornou-se notória a partir das discussões que envolveram a constituição da Petrobras em 1953 no governo de Getúlio Vargas e, de forma subsequentes tem apresentado ciclos alternados de intervencionismo estatal ou de liberalização no setor de petróleo, ao longo da história da companhia estatal brasileira.

Ao mesmo tempo, em que as discussões sobre o papel do Estado na economia brasileira tenha desempenhado um protagonismo nas discussões nacionais durante todo o século XX e nas duas primeiras décadas do presente século, outros países principalmente os desenvolvidos lidam de forma pragmática com os setores econômicos estratégicos, sobretudo, com o setor de petróleo e gás natural e dos setores conexos.

² Adotamos a nomenclatura Petrobras ao invés de Petrobrás em razão da definição dada pelo Estatuto Social da companhia de 1999 (Petrobras, 1999).

A presente Tese, embora tenha sido desenvolvida a partir de maio de 2014, representa a síntese da minha formação educacional e profissional, que culminaram com a tentativa de contribuir para as discussões a cerca do seguinte questionamento: O Pré-sal brasileiro pode levar o país ao desenvolvimento econômico, social e tecnológico?

A indagação anterior está presente na literatura internacional sobre a economia mineral e energética que verse sobre as possibilidades de desenvolvimento econômico, social e tecnológico dos países detentores de abundantes recursos minerais ou energéticos.

Dentre os diversos exemplos mundiais, tornou-se notório internacionalmente, o exemplo bem sucedido da Noruega, desenvolvimento econômico e tecnológico que possibilitaram uma melhora na condição social da população norueguesa, a partir do desenvolvimento dos reservatórios de hidrocarbonetos no Mar do Norte, com a descoberta do campo de Ekofisk em 1969.

O Pré-sal brasileiro possibilitou ao modelo exploratório e de produção de hidrocarbonetos no *offshore* brasileiro uma acentuada redução dos riscos exploratórios, a partir do alto sucesso nas perfurações, da redução do custo de produção, da alta produtividade dos poços produtores e do aperfeiçoamento dos processos de produção, somado ao volume e a qualidade do óleo e do gás natural.

Desde a aprovação do marco regulatório do Pré-sal brasileiro em 2010, houve um acirramento das críticas e das pressões tanto por entidades e organizações nacionais quanto das companhias internacionais de petróleo que visavam alterar a legislação brasileira, permitindo uma maior participação das empresas internacionais nas atividades de exploração e produção nos reservatórios abaixo da sequência evaporítica.

Paralelamente ao cenário nacional, o mercado internacional do petróleo sofreu alterações consideráveis a partir de 2014, sobretudo, com a drástica redução da cotação do barril de petróleo no mercado internacional, que acarretou nas mudanças de investimentos em exploração e produção de hidrocarbonetos das maiores companhias de petróleo no mundo.

A reorganização do mercado internacional do petróleo, a competência da Petrobras no desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural nos reservatórios abaixo da sequência evaporítica, e da instabilidade política vivenciadas no Brasil após 2013, que culminaram com a mudança na presidência da república em 2016, fortaleceram o *lobby* das grandes companhias internacionais de petróleo e dos seus respectivos países de origem, que acabaram logrando êxito

em 2016, com o fim da obrigatoriedade da Petrobras de explorar e produzir em todos os campos do Pré-sal brasileiro.

A presente tese é composta além da introdução e das conclusões, de dois artigos científicos e dois capítulos.

O primeiro artigo - ***BACIA DE SANTOS NO BRASIL: GEOLOGIA, EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL*** - aprovado para a publicação na revista Boletín de Geología da Universidade Industrial de Santander (Colômbia) e, o segundo - ***O PRÉ-SAL BRASILEIRO E A EVOLUÇÃO DO MODELO REGULATÓRIO DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS NO BRASIL*** – aprovado para a publicação na revista Anuário do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).

Os dois artigos, em conformidade com as exigências das respectivas revistas científicas, possuem formatação, numeração de itens e figuras independentes, ou seja, não seguem a ordem geral deste volume.

Posterior aos dois artigos, os dois capítulos apresentam numeração sequencial de itens e ilustrações. As referências bibliográficas citadas nos dois artigos estão listadas no final de cada trabalho e as que foram utilizados no restante da tese, encontram-se elencadas no final deste volume.

No primeiro artigo - ***BACIA DE SANTOS NO BRASIL: GEOLOGIA, EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL*** - a Bacia de Santos, por se tratar da bacia com a maior área evaporítica, analisamos as características geológicas, a evolução da exploração e produção de hidrocarbonetos nos reservatórios tanto do Pós-sal e Pré-sal da Bacia de Santos, quanto dos reservatórios do *onshore* e *offshore* brasileiro.

Nesse artigo, analisamos também, a redução do custo de produção do barril de petróleo na Bacia de Santos que, somada ao alto índice de sucesso produtivo nas perfurações dos poços, a qualidade do petróleo e do gás natural, grande vazão dos poços, levaram a Bacia de Santos a se tornar a maior produtora de gás natural³ (ANP, 2015) e petróleo do país⁴ (ANP, 2018).

No segundo artigo - ***O PRÉ-SAL BRASILEIRO E A EVOLUÇÃO DO MODELO REGULATÓRIO DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS NO***

³ Em março de 2015, a Bacia de Santos suplantou a média da produção diária de gás natural da Bacia de Campos (ANP, 2015).

⁴ Em fevereiro de 2018 a Bacia de Santos superou a média da produção diária de petróleo da Bacia de Campos (ANP, 2018), que desde o final dos anos 1970 era a maior produtora nacional de petróleo.

BRASIL - analisamos os modelos regulatórios de exploração e produção de hidrocarbonetos adotados no país desde a constituição da Petrobras, em especial, ao dos reservatórios localizados na área do Pré-sal brasileiro. Em virtude das características geológicas e econômicas positivas dos reservatórios de hidrocarbonetos abaixo da seção evaporítica, propiciou ao país adotar um modelo regulatório que visava a maior apropriação pelo Estado do excedente gerado pela produção de petróleo e gás natural na área do Pré-sal brasileiro.

Nesse artigo, analisamos os fatores que culminaram com a aprovação pelo Congresso Nacional no final de 2016, da retirada da obrigatoriedade da Petrobras em participar do desenvolvimento dos campos produtores do Pré-sal brasileiro, que levou ao enfraquecimento do modelo regulatório intervencionista adotado anteriormente e, ao mesmo tempo, abriu o caminho para a expansão das atividades das petroleiras internacionais que atuam no país, além da entrada daquelas que não vieram ou desistiram no primeiro período de abertura em 1997.

No primeiro capítulo - **A GEOPOLÍTICA DO PETRÓLEO E O PRÉ-SAL BRASILEIRO** - analisamos a evolução da Geopolítica do Petróleo ao longo do desenvolvimento da indústria mundial de hidrocarbonetos e, da sua influência atual sobre a disputa do domínio em relação ao desenvolvimento dos reservatórios de petróleo e gás natural no Pré-sal brasileiro. De tal forma, coloca em risco o protagonismo da Petrobras na exploração dos reservatórios abaixo da sequência evaporítica.

No segundo capítulo - **O MERCADO INTERNACIONAL DO PETRÓLEO E O PRÉ-SAL BRASILEIRO** - analisamos o desenvolvimento da indústria mundial do petróleo, a partir da concorrência entre as Companhias Internacionais e as Companhias Nacionais sobre o direito de explorar e produzir hidrocarbonetos em todo o globo, em especial, no Pré-sal brasileiro.

Nesse capítulo, analisamos também a transição em curso do tipo de reservatório de hidrocarbonetos que abastece o mercado mundial do petróleo, dos reservatórios de hidrocarbonetos convencionais para os não convencionais.

E por fim, apresentamos as conclusões do trabalho.

1.1 – Localização do Pré-sal brasileiro

Embora no presente trabalho tenhamos concentrado nossa análise sobre a Bacia de Santos, justamente por ser a detentora da maior seção evaporítica do Pré-sal brasileiro, a

ocorrência dos reservatórios de petróleo e gás natural, localizados sob os evaporitos estão distribuídos entre as bacias de Santos e Sergipe-Alagoas (Figura 1).

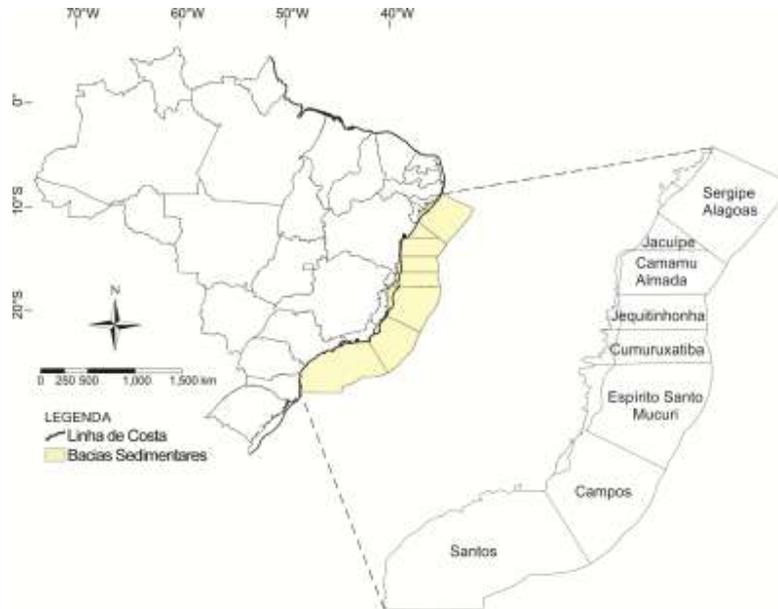


Figura 1. Distribuição da ocorrência dos reservatórios de hidrocarbonetos do Pré-sal brasileiro entre as bacias de Santos e Sergipe-Alagoas. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da EPE, 2016.

1.2 – Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é contribuir para as discussões a cerca do seguinte questionamento: O Pré-sal brasileiro pode levar o país ao desenvolvimento econômico, social e tecnológico?

Os objetivos secundários que contribuíram para que o objetivo principal fosse discutido, remetem a análise dos seguintes aspectos:

As características sedimentares e estratigráficas da Bacia de Santos, a bacia detentora da maior área do Pré-sal brasileiro;

O modelo exploratório e de produção da Petrobras nas bacias terrestres, da margem leste brasileira e, sobretudo no Pré-sal da Bacia de Santos;

Comparar o modelo regulatório do Pré-sal com os paradigmas anteriores;

A geopolítica do petróleo que incide sobre o desenvolvimento dos blocos exploratórios do Pré-sal brasileiro;

O mercado internacional do petróleo, que tem no Pré-sal brasileiro uma das principais fontes mundiais de petróleo e gás natural.

1.3 - Materiais e métodos empregados

Os reservatórios de petróleo e gás natural, localizados abaixo da seção evaporítica, representam a possibilidade de transformar recurso natural em desenvolvimento econômico, social e tecnológico para o Brasil, potencial, que se assemelha a inúmeros outros exemplos na história mundial, de riqueza mineral ou energética que não foram devidamente explorados.

Nos exemplos de insucesso da exploração dos depósitos minerais ou de reservatórios de hidrocarbonetos, recebeu a alcunha de “Maldição dos Recursos Naturais” pela literatura internacional de economia mineral e energética. Entretanto existem algumas raríssimas exceções, principalmente, a da Noruega no sucesso da produção dos reservatórios de petróleo e gás natural no Mar do Norte.

No caso brasileiro, o anúncio da Petrobras em julho de 2006, da viabilidade técnica e econômica da produção dos reservatórios de hidrocarbonetos abaixo da sequência evaporítica e, em 8 de novembro de 2007 (Petrobras, 2007), da divulgação das primeiras avaliações sobre as reservas da maior província petrolífera da empresa, geraram uma expectativa de mudança da condição de importador para exportador de petróleo e gás natural do país.

A nova perspectiva de produção desses hidrocarbonetos no Brasil levou o governo federal, por meio do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão subordinado ao Ministério de Minas e Energia, a retirar 41 dos 311 blocos, localizados nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, que seriam ofertados na 9ª Rodada de Licitação de blocos para a exploração e produção de hidrocarbonetos, nos dias 27 e 28 de novembro de 2007 (Bain & Tozzini, 2009).

Em julho de 2008 foi constituído uma Comissão Interministerial pela Presidência da República, que envolvia os ministérios de Minas e Energia, Casa Civil, Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, Fazenda, Planejamento e Orçamento, além do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e a Petrobras (Bain & Tozzini, 2009).

O objetivo da referida Comissão era apresentar uma proposta ao presidente da República, contemplando não apenas a previsão de mudanças jurídico-regulatórias que garantissem a maior participação do Estado nas receitas geradas, sem desestimular investimentos das companhias nacionais e internacionais de petróleo, independente das variações do preço do petróleo, como também políticas de incentivo ao desenvolvimento da indústria e da mão-de-obra nacional (Bain & Tozzini, 2009).

Como desdobramento do objetivo dessa Comissão, o BNDES contratou em 2008, um estudo, publicado em 26 de junho de 2009 (Bain & Tozzini, 2009), que visava prover à sociedade brasileira de um amplo mapeamento da experiência internacional no setor de petróleo e gás, com o objetivo de consolidar um arcabouço informativo em relação a três temas principais:

- (i) Modelos jurídico-regulatórios no mundo, desde sua evolução histórica até as legislações vigentes, apontando pontos de especial interesse;
- (ii) Fundos financeiros baseados em receitas derivadas da produção de petróleo; e
- (iii) Viabilização de investimentos voltados à exploração e produção de petróleo e gás e desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás.

O estudo contratado pelo BNDES subsidiou em agosto de 2009, a decisão do governo federal em adotar o modelo de partilha de produção em áreas do Pré-sal brasileiro e, apresentar quatro projetos de lei, que viriam a ser aprovados pelo Congresso Nacional em 2010, que versavam sobre quatro pilares:

- (i) O regime de partilha de produção;
- (ii) A criação da empresa pública que gerenciaria os contratos de partilha de produção e de comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União;
- (iii) A criação do Fundo Social;
- (iv) A cessão onerosa para a Petrobras de áreas, não concedidas, localizadas na área do Pré-sal brasileiro.

O exemplo de sucesso da Noruega foi utilizado como referência pelos formuladores da política governamental brasileira, para a exploração dos reservatórios de hidrocarbonetos localizados abaixo da seção evaporítica na margem leste do Brasil, com o intuito de maximizar a renda petroleira em prol do Estado brasileiro.

Diante da referência norueguesa para o setor, resolvemos desenvolver a metodologia da presente tese, a partir do trabalho contratado pelo BNDES em 2008 (Bain & Tozzini, 2009), que fundamentou a constituição do modelo regulatório e, do desenvolvimento da política industrial para o setor de petróleo e gás natural no Brasil.

Por entendermos que a Geologia é imprescindível para compreender e analisar a magnitude da importância do Pré-sal brasileiro para o país, além de ser o fator basilar e desencadeante sobre as outras vertentes, agregamos na metodologia desta tese, além da análise sobre o modelo regulatório, a exploração de petróleo e gás natural no Brasil, a produção nacional de petróleo e gás natural, a geopolítica do petróleo e o mercado internacional do petróleo, sendo as duas últimas, vertentes interdependentes (Figura 2).

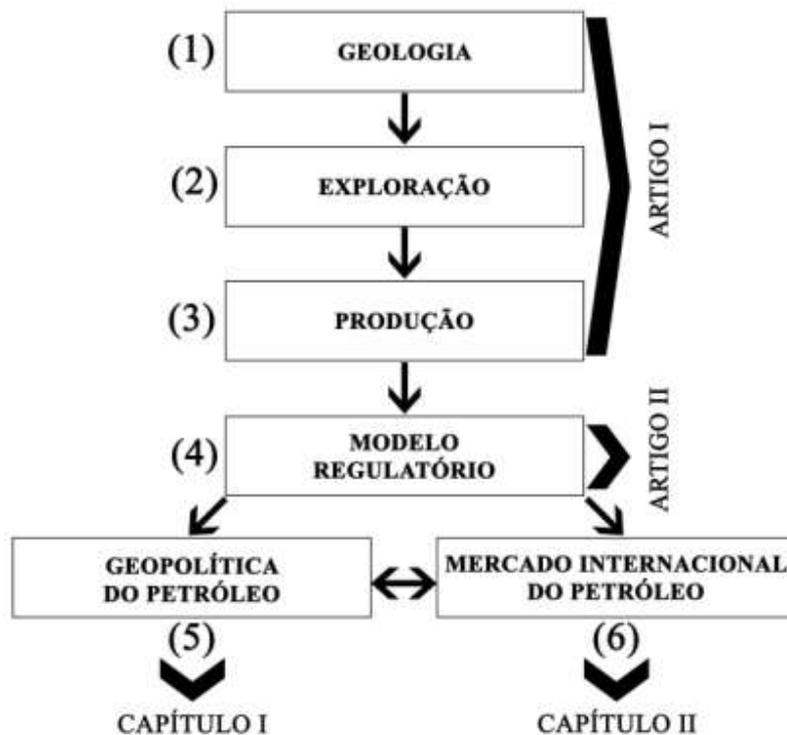


Figura 2. Esquematização das vertentes do Pré-sal brasileiro, analisadas na metodologia desta tese, conforme sequência de 1 a 6, acima mostrado.

A análise contou com uma extensa revisão bibliográfica e documental, somada aos dados secundários extraídos das diversas instituições governamentais nacionais e internacionais, companhias nacionais e internacionais de petróleo, das quais podemos destacar: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Empresa de Pesquisa Energética

(EPE), Petrobras, British Petroleum (BP) e Agência de Informação Energética dos Estados Unidos (EIA).

O uso do programa Microsoft Excel possibilitou individualizar os 27.209 poços perfurados (produtores ou não) entre 1953 e 2015, que estavam disponibilizados de forma agrupada pela ANP, nas diversas bacias sedimentares brasileiras, sob os marcos regulatórios do Monopólio e Concessão, não sendo possível identificar os poços sob os modelos de cessão onerosa e partilha de produção.

A individualização dos poços perfurados permitiu a elaboração de um mapa com as bacias sedimentares que tiveram ao menos a perfuração de um poço.

Para a análise geológica, abordamos os elementos geológicos gerais da formação das bacias sedimentares da margem leste brasileira, sobretudo, da Bacia de Santos, por ser tratar da bacia possuidora da maior seção evaporítica.

Na exploração, analisamos a evolução das atividades exploratórias de petróleo e gás natural, desde as bacias *onshore*, passando para as bacias da margem leste, sobretudo a Bacia de Santos. A abordagem centrou no período após a criação da Petrobras em 1953, com os seguintes destaques:

- (i) As atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares brasileiras a partir da fundação da Petrobras em 1953;
- (ii) Os 27.209 poços perfurados entre 1953 e 2015 nas diversas bacias sedimentares brasileiras, sob os marcos regulatórios do Monopólio e Concessão;
- (iii) Evolução das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural na Bacia de Santos;
- (iv) A cotação do barril de petróleo no mercado internacional a partir de 1953.

Em virtude das atividades de exploração e produção nas bacias paleozoicas e da margem leste brasileira, que culminaram com a viabilidade técnica e econômica da produção dos reservatórios do Pré-sal brasileiro, geraram duas consequências: aumento do volume das reservas nacionais de hidrocarbonetos e da expansão gradual da produção de petróleo e gás natural no país. Na primeira consequência, destacamos:

- (i) Reservas nacionais de petróleo entre os anos de 1975-1997 sob o regime monopolista de exploração e produção;

- (ii) Reservas nacionais de petróleo entre os anos de 1998-2009 sob o regime de concessão para a exploração e produção;
- (iii) Reservas nacionais de petróleo entre os anos de 2010-2015 sob o regime de concessão, partilha de produção e cessão onerosa para a exploração e produção.

Sobre o aspecto produtivo, podemos destacar:

- (i) Produção nacional de petróleo entre os anos de 1953 e 1997 sob o regime monopolista;
- (ii) Produção nacional de petróleo entre os anos de 1998 e 2010 sob o regime de concessão;
- (iii) Produção nacional de petróleo entre os anos de 2010 e 2015 sob os regimes de concessão, partilha de produção e cessão onerosa;
- (iv) Produção de petróleo em milhão de barris/dia nas Bacias de Campos e Santos entre 2005 e 2016;
- (v) Os Polos produtores de petróleo e gás natural da Bacia de Santos;
- (vi) Produção de petróleo total e do Pré-sal da Bacia de Santos;
- (vii) Os 10 maiores poços produtores no Pré-sal brasileiro;
- (viii) Distribuição da produção de petróleo e gás natural por bacia no Brasil em setembro de 2017;
- (ix) As novas plataformas da Petrobras que entrarão em operação na Bacia de Santos entre 2017 e 2021.

As atividades de exploração na área do Pré-sal brasileiro, o potencial das reservas, da produção de petróleo e gás natural e da arrecadação tributária, permitiram estabelecer o marco regulatório para as atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos no Pré-sal brasileiro.

Em termos de arrecadação tributária, analisamos os seguintes aspectos:

- (i) Evolução da distribuição dos *royalties offshore* entre os entes da federação;
- (ii) Evolução da distribuição da Participação Especial entre os entes da federação;
- (iii) Arrecadação dos *royalties* entre os anos de 2000-2015;
- (iv) Arrecadação da participação especial entre os anos de 2000-2015;
- (v) Arrecadação do Fundo Social entre os anos de 2012-2015.

Outro fator norteador para o Modelo Regulatório do Pré-sal brasileiro, diz respeito a possibilidade de atração de investimentos e desenvolvimento tecnológico nacional da indústria de

petróleo e gás natural. Tal aspecto foi influenciado pelo modelo regulatório norueguês de exploração e produção de petróleo e gás natural, que adotou de forma pioneira no mundo, um mecanismo de desenvolvimento tecnológico atrelado às atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos.

Sobre a análise da evolução histórica e atual da Geopolítica do Petróleo, destacamos:

- (i) As companhias internacionais e nacionais de petróleo;
- (ii) Produção russa de petróleo;
- (iii) Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

Esses elementos, controlam a entrada de produção de novos reservatórios relevantes, o Pré-sal brasileiro, e dos respectivos impactos do país produtor na dinâmica internacional do setor, o Brasil.

Em termos de mercado internacional do petróleo, analisamos os aspectos referentes às:

- (i) Reservas mundiais de petróleo;
- (ii) Custo de produção do barril de petróleo em reservatórios convencionais e não convencionais;
- (iii) Cotação do barril de petróleo no mercado internacional;
- (iv) Produção dos principais países produtores e dos consumidores de petróleo;
- (v) As maiores companhias nacionais e internacionais de petróleo, em termos de produção de petróleo e da capacidade de refino.

Este cenário internacional configura o ambiente competitivo e adverso para a entrada de novos *players* no mercado internacional, na qual a produção do Pré-sal brasileiro e a Petrobras estão inseridas.

2. BACIA DE SANTOS NO BRASIL: GEOLOGIA, EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Leonardo Silveira de Souza^{1*}; Geraldo Norberto Chaves Sgarbi²

Programa de Pós Graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Brasil. (*) leosilveira.cat@gmail.com

² Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Brasil. gncsgarbi@gmail.com

Forma de citar: Souza, L.S, y Sgarbi, G.N.C. (2019). Bacia de Santos no Brasil: Geologia, Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. *Boletín de Geología*, 41(1), 175-195.

RESUMO

No presente artigo, a partir da revisão bibliográfica e da análise de dados secundários, analisamos as características geológicas da Bacia de Santos, a evolução da exploração e produção de hidrocarbonetos, nos reservatórios do Pós-sal e Pré-sal, que somada à produção da Bacia de Campos, respondem atualmente por 89% da produção nacional de petróleo e gás natural. As características positivas dos reservatórios de petróleo e gás natural do Pré-sal (volume potencial das reservas, alta produtividade, qualidade do óleo, baixo risco exploratório e de produção) geraram três consequências: a redução do custo de produção, em um momento que o mercado internacional apresenta baixa cotação do barril de petróleo; a atração dos interesses das companhias internacionais e dos seus países de origem em acessarem as reservas do Pré-sal; a Bacia de Santos tornou-se a maior produtora de hidrocarbonetos do Brasil.

Palavras-chave: Bacia de Santos; Petrobras; Exploração de Hidrocarbonetos; Pré-sal brasileiro; Produção de Hidrocarbonetos; Companhias Internacionais do petróleo.

The Santos Basin in Brazil: Geology, Exploration and Production of Oil and Natural Gas

ABSTRACT

In this paper, from the bibliographic review and the analysis of secondary data, we analyze the geological characteristics of the Santos Basin, the evolution of the hydrocarbon exploration and production specially, from the Post-salt and Pre-salt reservoirs, that together with the Campos Basin production, currently account for 89% of the national oil and natural gas production. The positive characteristics of the Pre-salt oil and natural gas reservoirs (potential volume of reserves, high productivity, oil quality, low exploration and production risk) generated three consequences: reducing the cost of production in the same time, low oil crude prices in the international market; interests of international companies and their home countries to access the Pre-salt reserves; the Santos Basin became the largest hydrocarbon producer in Brazil.

Keywords: Santos Basin; Petrobras; Hydrocarbons Exploration; Brazilian Pre-salt; Hydrocarbons Production; International Oil Companies.

Cuenca de Santos en Brasil: Geología, Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural RESUMEN

En el presente artículo, a partir de la revisión bibliográfica y del análisis de datos secundarios, analizamos las características geológicas de la Cuenca de Santos, la evolución de la explotación y producción de hidrocarburos, en los depósitos del Post-sal y Pre-sal, que sumada a la producción de la Cuenca de Campos, responden actualmente por el 89% de la producción nacional de petróleo y gas natural. Las características positivas de los depósitos de petróleo y gas natural del pre-sal (volumen potencial de las reservas, alta productividad, calidad del aceite, bajo riesgo exploratorio y de producción) generaron tres consecuencias: la reducción del costo de producción en un momento que el mercado internacional presenta baja cotización del barril de petróleo; la atracción de los intereses de las compañías internacionales y de sus países de origen en acceder a las reservas del pre-sal; la Cuenca de Santos se convirtió en la mayor productora de hidrocarburos de Brasil.

Palabras clave: Cuenca de Santos; Petrobras; Exploración de hidrocarburos; Pre-sal brasileiro; Producción de Hidrocarburos; Compañías Internacionales del Petróleo.

1. INTRODUÇÃO

As atividades de exploração e produção da Petrobras nas bacias da margem leste brasileira nas décadas de 1960 e 1970 apontaram para o potencial de reservas de petróleo e gás natural na Bacia de Santos (Pereira *et al.*, 1986), sobretudo, depois do início da produção de hidrocarbonetos na Bacia de Campos no final dos anos de 1970 (Pereira e Macedo, 1990).

O tamanho da Bacia de Santos, suas semelhanças geológicas e proximidade com a Bacia de Campos, justificavam a condição de bacia promissora. Entretanto, não representou nenhum sucesso exploratório até o início dos anos 1980 (Pereira e Macedo, 1990).

Essa condição apresentou mudanças significativas com a implementação dos polos de produção de gás natural na década de 1990 e início dos anos 2000, respectivamente, Merluza e Mexilhão (Chang *et al.*, 2008).

A confirmação da viabilidade produtiva dos reservatórios de hidrocarbonetos abaixo da sequência evaporítica no Campo de Parati em 2005, posicionou a Bacia de Santos como a principal bacia receptora dos investimentos em exploração e produção por parte da Petrobras, possibilitando o início de um novo ciclo exploratório e produtivo (Souza e Sgarbi, 2016).

A Bacia de Santos apresenta a maior área a ser explorada no Pré-sal brasileiro (existem outros reservatórios de hidrocarbonetos, no globo terrestre, que estão localizados abaixo de uma seção evaporítica), que a partir das várias descobertas dos reservatórios de petróleo e gás natural sob a sequência dos evaporitos do Aptiano, geraram uma grande expectativa para posicioná-la como a maior bacia produtora de hidrocarbonetos do país (Souza e Sgarbi, 2016).

Outro aspecto importante no tocante a atração dos investimentos para a implantação das unidades de produção na Bacia de Santos deve-se ao fato dela se posicionar geograficamente adjacente a Bacia de Campos, o que inicialmente possibilitou a diminuição dos custos de implantação da infraestrutura necessária para o desenvolvimento dos trabalhos.

A expansão da produção de petróleo e gás natural na Bacia de Santos desde 2009, ano do início da produção comercial no Campo de Lula, permitiu conter o declínio da produção da Bacia de Campos e ao mesmo tempo aumentar a produção nacional, almejando a autossuficiência energética, que desde o início do século XX se apresentou ao Estado brasileiro como um objetivo quase inalcançável (ANP, 2015c).

Algumas estimativas apontam que o volume das reservas do Pré-sal na Bacia de Santos seja superior a 100 bilhões de barris (Sauer, 2016), posicionando o país entre as cinco maiores

reservas mundiais, condição esta que atraiu as atenções da indústria mundial do petróleo (Sauer e Rodrigues, 2016).

O volume potencial das reservas, conjuntamente com as grandes acumulações de óleo leve (Sauer e Rodrigues, 2016), a alta produtividade dos poços produtores, muitos dos quais superando a produção da maior parte das bacias produtoras de hidrocarbonetos no país, permite a progressiva diminuição dos custos de produção do barril de petróleo, estabelecendo uma produção competitiva em relação a outras regiões produtoras no planeta (Nogueira e Gaier, 2017).

Os principais trabalhos que analisaram especificamente a Bacia de Santos, apresentam foco na geologia de hidrocarbonetos ou geologia e exploração de petróleo e gás natural, do ponto de vista geológico (Pereira *et al.*, 1986; Moreira *et al.*, 2007); geologia e exploração (Pereira e Macedo, 1990; Assine *et al.*, 2008; Chang *et al.*, 2008; Mohriak, 2012).

A ausência de trabalhos científicos que abordem a produção dos reservatórios de hidrocarbonetos na Bacia de Santos, sobretudo, os localizados abaixo da seção evaporítica do Aptiano, além da geologia e exploração, estabeleceu-se como o fio condutor deste artigo.

O objetivo deste trabalho é analisar as características geológicas da Bacia de Santos e ao mesmo tempo a evolução da exploração e produção de hidrocarbonetos que permitiram a Bacia de Santos tornar-se a maior produtora de petróleo e gás natural do país.

O desenvolvimento do trabalho contou com a análise dos dados secundários disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Petrobras e British Petroleum, além de uma revisão bibliográfica sobre os seguintes temas:

- (i) Evolução tectono-sedimentar da Bacia de Santos.
- (ii) Evolução da exploração de hidrocarbonetos nas bacias sedimentares *onshore* e *offshore* do Brasil.
- (iii) Produção de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares *onshore* e *offshore* do Brasil.
- (iv) Evolução da exploração de hidrocarbonetos na Bacia de Santos.
- (v) Produção de hidrocarbonetos na Bacia de Santos.
- (vi) Análise do contexto geopolítico do petróleo diretamente impactado tanto pela produção atual quanto futura de petróleo e gás natural da Bacia de Santos.
- (vii) Mercado internacional do petróleo diretamente impactado tanto pela produção atual quanto futura de petróleo e gás natural da Bacia de Santos.

O presente artigo contribui para a discussão sobre a importância e relevância da Bacia de Santos tanto para a produção de petróleo e gás natural no Brasil quanto do seu impacto na geopolítica do petróleo e no mercado internacional da *commodity*.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

O desenvolvimento do trabalho contou com uma revisão bibliográfica detalhada sobre os assuntos abordados, somado a análise dos dados de produção de petróleo e gás natural das bacias de Campos e Santos e, dos principais fatores que incidem sobre o custo de produção do barril de

petróleo no Pré-sal da Bacia de Santos, que são disponibilizados pela ANP, por meio das publicações do Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural e do Anuário Estatístico das diversas edições e, da sua seção de Exploração & Produção no endereço eletrônico da agência.

Aos dados divulgados pela ANP, somam-se as informações contidas no Plano de Negócios e Gestão da Petrobras para o período 2017-2021 e da publicação *British Petroleum Statistical Review of World Energy 2017*.

3. CONTEXTO GEOLÓGICO

A Bacia de Santos (FIGURA 1) está localizada na margem sudeste do Brasil, entre os Altos de Cabo Frio (ACF) - paralelo 23°30'S - e Florianópolis (AF) - paralelo 28°00'S (Caldas, 2007). Limita-se ao norte com a Bacia de Campos e ao sul com a Bacia de Pelotas, a oeste com a Serra do Mar e a leste com o limite oriental do Platô de São Paulo (Gamboa *et al.*, 2008).

Do ponto de vista geológico a Bacia de Santos apresenta duas características importantes em relação às demais bacias que compartilham o Pré-sal (os reservatórios de hidrocarbonetos abaixo da seção evaporítica estão distribuídos entre as bacias de Santos e Sergipe-Alagoas): (i) inexistência de porção emersa da bacia (Garcia, 2012), e (ii) ocorrência de magmatismo formador do embasamento na bacia, representado pela Formação Camboriú, do Neocomiano Superior (Moreira *et al.*, 2007) semelhante ao que ocorre também na Bacia de Campos, representado pela Formação Cabiúnas, também do Neocomiano Superior (Filho *et al.*, 2008).



FIGURA 1. Mapa de localização da Bacia de Santos. BP = Bacia de Pelotas; AF = Alto de Florianópolis; ACF = Alto de Cabo Frio; BC = Bacia de Campos (modificado de Gamboa *et al.*, 2008; CPRM, 2013).

3.1 Evolução tectono-sedimentar

De acordo com Moreira *et al.* (2007), a história geológica da Bacia de Santos pode ser dividida em três fases: Rife, Pós-rife e Drifte (FIGURA 2).

3.1.1 Fase *Rifte*

Os esforços extensionais de separação entre as placas Sulamericana e Africana iniciados a partir do Eocretáceo que culminou com a individualização das placas no Albiano (Mohriak, 2003), atuaram de forma progressiva e diacrônica propagando-se do sul para o norte (Bueno, 2004).

Na Fase *Rifte* a tectônica extensional atuou como mecanismo formador de espaço para acomodação sedimentar, tendo na subsidência mecânica, o gerador de falhas normais (Milani *et al.*, 2007), além de reativação de falhas no embasamento do Pré-Cambriano (Mohriak, 2003), constituindo blocos falhados e rotacionados com grábens alojando grandes depocentros sedimentares (Milani *et al.*, 2007), representados pela sequência Pré-sal.

O estiramento da crosta continental foi responsável pela formação do Platô de São Paulo (Moreira *et al.*, 2007), feição fisiográfica de fundamental importância para a sedimentação dos evaporitos na fase Pós-rifte (Mohriak e Szatmari, 2008).

Na estratigrafia da Fase *Rifte*, o Grupo Guaratiba engloba as formações Camboriú, Piçarras e Itapema. A primeira formação, engloba os basaltos toleíticos, originados pelos primeiros derrames de lavas que perdurou do Neojurássico ao Eocretáceo da Formação Serra Geral, que ocorrem na Bacia do Paraná e estendem-se nas bacias marginais do sudeste do Brasil (Mohriak, 2012).

A Formação Piçarras, diz respeito aos sedimentos de leques aluviais depositados no Barremiano nas porções proximais, representados pelos conglomerados e arenitos polimíticos

(fragmentos de basalto, quartzo e feldspato) enquanto os arenitos, siltitos e folhelhos de composição talco estevensítica (silicato hidratado de magnésio/esmectita) englobam as rochas mais distais de ambiente lacustre (Moreira *et al.*, 2007).

Sobrepostos a Formação Piçarras, encontra-se uma discordância na base da Formação Itapema, que por sua vez engloba os sedimentos depositados desde o Neobarremiano ao Eoaptiano. Nas porções proximais ocorrem conglomerados e arenitos com sedimentos de leques aluviais, no restante da sequência ocorrem a intercalação de calcirruditos (constituídos por fragmentos de conchas de pelecípodes que freqüentemente encontram-se dolomitizados e/ou silicificados) e folhelhos escuros (Moreira *et al.*, 2007), ambos depositados nas primeiras incursões marinhas na bacia (Arai, 2014).

3.1.2 Fase pós-rifte

O aumento gradual das incursões marinhas que originaram a formação do Oceano Atlântico Sul, foram provenientes do Oceano Atlântico Central, situada na região atual do Caribe (Dias-Brito, 1995; Arai, 2014). Essa bacia, que mostrava uma assembleia de microfósseis do domínio tetiano, foi impedida de alcançar a Bacia de Pelotas ao sul, em virtude da barreira física representada pelo Alto de Florianópolis e a Dorsal de São Paulo (Arai, 2009).

Por sua vez, os trabalhos de Mohriak (2003, 2012) apontam que a sedimentação dos evaporitos no Aptiano decorreu das incursões marinhas provenientes da porção meridional do Oceano Atlântico, que periodicamente transpunham a barreira vulcânica.

Essa barreira vulcânica, ao sul da Bacia de Santos constituía-se em uma estrutura restritiva a circulação da água marinha entre o Atlântico Sul Meridional e o Atlântico Central,

situação que só foi superada definitivamente no Neoalbiano (Azevedo, 2004), devido ao aprofundamento da bacia sob o domínio tectônico termal (Mohriak, 2012). Conjuntamente, o clima árido imperante (Arai, 2009) também contribuiu para criar as condições ideais para a acumulação da sequência evaporítica no golfo estreito e alongado que estendia desde a Bacia de Santos até a bacia de Sergipe-Alagoas (Mohriak, 2003; Mohriak, 2012). Sequência esta que se depositou sobre as seções rifte e sag, selando-as.

Durante a deposição dos evaporitos no Aptiano, a subsidência termal dominou sobre os demais processos tectônicos (Gamboa *et al.*, 2008), impactando na grande redução da atividade de falhas normais, permitindo o desenvolvimento de uma segunda bacia com geometria sag (Milani *et al.*, 2007). Todo o pacote evaporítico, com cerca de 2 km de espessura, localmente formando depósitos estratificados, depositou-se em apenas 600 mil anos (Dias, 2008), evidenciando a anormalmente alta taxa de subsidência ali implantada naquela época.

A movimentação do sal iniciou-se no Neoaptiano (Mohriak, 2012), gerando uma série de falhas lítricas que se propagam para as camadas do Pós-sal, estabelecendo uma estruturação complexa como os diápiros de sal, almofadas de sal, casco de tartaruga (anticlinal) e muralhas de sal (Mohriak, 2003).

Para Moreira *et al.* (2007) a estratigrafia da bacia nesta fase apresenta as formações Barra Velha (carbonatos) e Ariri (evaporitos), pertencentes ao Grupo Guaratiba. A primeira formação é subdividida em duas sequências separadas por uma discordância datada em 117 Ma, ambas depositadas em ambiente transicional, entre continental e marinho raso desde o Eoaptiano ao Neoaptiano, com a deposição de calcários microbiais, estromatólitos e laminitos nas porções

proximais e folhelhos nas porções distais no Eoaptiano além da presença de basaltos datados pelo método Ar/Ar em 117 Ma.

No Neoaptiano a litologia caracteriza-se por conglomerados e arenitos nas porções proximais enquanto nas distais, ocorrem calcários estromatolíticos e laminitos microbiais, localmente dolomitizados (Moreira *et al.*, 2007).

Sobrepostos a Formação Barra Velha, encontram-se os evaporitos da Formação Ariri depositados no Neoaptiano (Moreira *et al.*, 2007) em um ambiente de golfo estreito e alongado (Riccomini *et al.*, 2012), constituídos principalmente por halita e anidrita, além da presença de taquidrita, carnalita e, localmente, silvinita. Seu limite superior é dado pela passagem entre os evaporitos e os sedimentos siliciclásticos/carbonáticos das formações Florianópolis e Guarujá (Moreira *et al.*, 2007), já no Pós-sal.

3.1.3 Fase *Drifte*

Nesta fase, a subsidência termal possibilitou o aprofundamento da bacia (Mohriak, 2012) e conseqüentemente a transposição dos obstáculos vulcânicos no limite sul da depressão (Garcia, 2012), entre o Aptiano e Albiano (Arai, 2014) e a instalação do oceano pleno com a deposição dos sedimentos carbonáticos e posteriormente siliciclástico (Gamboa *et al.*, 2008).

Esta etapa evolutiva também pode ser caracterizada pela transição de crosta continental para crosta oceânica (Mohriak, 2003), com a individualização das placas sulamericana e africana (Riccomini *et al.*, 2012), determinando o término da bacia evaporítica (Mohriak, 2003).

Inicialmente o ambiente marinho na bacia é representado pelos sedimentos de águas rasas seguido de expansão do fundo oceânico, aumento da batimetria seguido da deposição sedimentar de águas profundas (Souza, 2008), que encontra na sedimentação turbidítica a gênese de vários reservatórios de hidrocarbonetos do Pós-sal da Bacia de Santos (Mohriak, 2012).

No Neocretáceo houve uma reativação de antigas falhas do embasamento, causando o soerguimento das Serra do Mar e da Mantiqueira, o que ocasionou notável erosão e progradação siliciclástica de cunhas detríticas para dentro da bacia (Macedo, 1987 e 1989; Almeida e Carneiro, 1998 *apud* Souza, 2008).

Do ponto de vista estratigráfico, a bacia nesta fase constitui-se dos Grupos: Camburi, Frade e Itamambuca (Moreira *et al.*, 2007), que por sua vez representam três etapas do desenvolvimento tectonosedimentar da Fase Drifte, impactada pela variação eustática, pelo aporte sedimentar e pela tectônica do sal (Garcia, 2012).

Para Moreira *et al.* (2007), o Grupo Camburi representa todos os sedimentos depositados desde os leques aluviais até os pelitos e arenitos batiais que foram depositados entre o Eoalbiano ao Neocenomaniano. Esta unidade engloba as formações Florianópolis, Guarujá, Itanhaém e o Membro Tombo, incluso na Formação Itanhaém. Este grupo representa uma fase transgressiva que culmina com a deposição dos folhelhos anóxicos da transgressão Turoniana.

O Grupo Frade é formado pelas formações Santos, Juréia, Itajaí-Açu e o Membro Ilhabela que foi definido por Pereira *et al.* (1986). A unidade representa todos os sedimentos depositados

desde os leques aluviais até os pelitos e arenitos batiais que foram depositados do Cenomaniano ao Maastrichtiano (Moreira *et al.*, 2007).

As sequências deposicionais desse grupo engloba uma fase de regressão marinha onde o limite da plataforma avançou até 200 km costa afora (Moreira *et al.*, 2007), gerada pelo soerguimento da Serra do Mar que aportou um grande volume de sedimentos siliciclásticos em direção a bacia, provocando o deslocamento do sal Aptiano para as porções mais distais (Assine *et al.*, 2008).

O Grupo Itamambuca, definido por Moreira *et al.* (2007), representa todos os sedimentos depositados a partir do Daniano. Esta unidade abarca os depósitos de leques aluviais proximais até pelitos e arenitos batiais, com ocorrências de sedimentação mista carbonática próximo à quebra da plataforma (Garcia, 2012).

A unidade estratigráfica Itamambuca compreende as formações Ponta Aguda, Iguape, Marambaia com a definição dada por Moreira *et al.* (2007) do Membro Maresias e no topo das sequências, a Formação Sepetiba.

4. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

A necessidade de encontrar reservatórios de hidrocarbonetos que pudessem levar o país a autossuficiência energética norteou os esforços do Estado brasileiro por quase todo o século 20, por meio dos investimentos nas atividades de exploração e produção realizados pela Petrobras e no treinamento do corpo técnico da companhia (Mendonça *et al.*, 2004).

As atividades de exploração e produção que antecederam a viabilidade da produção dos reservatórios de petróleo e gás natural do Pré-sal brasileiro no bloco BM-S-10 (Campo de Parati) na Bacia de Santos em 2005 (ANP, 2015a), podem ser resumidos em 2 fases principais, assim descritas:

4.1 1° Fase: exploração e produção terrestre

O embrião da indústria nacional de hidrocarbonetos remonta a segunda metade do século XIX com as duas concessões outorgadas em 1858 pelo Imperador Dom Pedro II a particulares, para a pesquisa e mineração de carvão, turfa e betume (Milani *et al.*, 2000).

A importância da fonte fóssil para o desenvolvimento da indústria após a 1ª Guerra Mundial, levou o Brasil, a institucionalizar a indústria do petróleo em 1938, com a criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que lançou as primeiras diretrizes para a implementação das atividades de exploração e produção no país (Mendonça *et al.*, 2004).

Com a criação da Petrobras em 1953, exercendo o monopólio das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos, a estatal administrou o acervo das descobertas na Bacia do Recôncavo Baiano (Mendonça *et al.*, 2004), bacia pioneira em termos de confirmação do potencial exploratório e da viabilidade comercial da produção (Milani *et al.*, 2000), além da Bacia de Sergipe-Alagoas (Aquino e Lana, 1990) e recebeu a base conceitual de gestão para a implantação de uma estrutura de exploração que permitiu, de forma organizada, avaliar o potencial petrolífero das bacias sedimentares brasileiras (Mendonça *et al.*, 2004).

As atividades exploratórias iniciais da Petrobras centraram, sem sucesso, nas bacias paleozoicas brasileiras (Mendonça *et al.*, 2004), além das bacias marginais terrestres representadas pelas bacias do Recôncavo e Sergipe-Alagoas (Zalán, 2012), obtendo sucesso apenas relativo (Aquino e Lana, 1990), semelhantes as ocorridas no período do CNP, fase esta coordenada pelo geólogo norte-americano Walter Link, com uma estrutura exploratória baseada na presença de técnicos norte-americanos (Mendonça *et al.*, 2004).

Apesar da expectativa governamental, o “Relatório Link” em 1960 apresentou poucos resultados positivos. A partir de então, coube ao geólogo brasileiro Pedro de Moura, conjuntamente com técnicos brasileiros em 1961, a tarefa de definir os novos caminhos da exploração de petróleo no Brasil (Mendonça *et al.*, 2004).

Nesta nova fase, o direcionamento das atividades de exploração da Petrobras nas bacias do Recôncavo e Sergipe-Alagoas sob a coordenação de técnicos brasileiros, permitiu o sucesso exploratório na porção emersa da Bacia de Sergipe – Alagoas que culminou com a descoberta do Campo de Carmópolis em 1963 (Aquino e Lana, 1990), fator que impulsionou a Petrobras a ampliar as atividades de exploração em direção a plataforma continental brasileira.

4.2 2° Fase: exploração e produção marítima

Para Zalán (2012), ao final da década de 1960 não havia outro caminho para a Petrobras a não ser a exploração das bacias marinhas porque a exploração das bacias intracratônicas brasileiras de idade paleozoica (Bacias do Paraná, Parnaíba e o conjunto de bacias que compõem a Bacia Amazônica) não haviam correspondido aos grandes esforços do Estado brasileiro, na busca pela expansão da produção nacional de petróleo, despendidos nas décadas de 1950 e 1960.

A aquisição, entre 1957 e 1966, de dados de refração e reflexão sísmica, além da perfuração de uma série de poços estratigráficos ao longo de toda a costa, entre as bacias de Barreirinhas e Pelotas (Mendonça *et al.*, 2004) gerou conhecimento para a perfuração do primeiro poço (1-ESS-1) na Bacia do Espírito Santo em 1968 (Mohriak, 2012).

O ano de 1968 também marcou a descoberta do Campo de Guaricema (FIGURA 3), em reservatórios em arenitos turbidíticos, na Bacia de Sergipe-Alagoas, o primeiro *offshore* do país (Zalán, 2012).

O sucesso exploratório inicial da Bacia de Sergipe-Alagoas determinou o direcionamento para as descobertas de reservatórios turbidíticos (Aquino e Lana, 1990). Entretanto, no início dos anos 1970, o foco da exploração foi desviado momentaneamente para as rochas carbonáticas, em decorrência da descoberta, em 1974 do primeiro campo de petróleo na Bacia de Campos, o Campo de Garoupa (FIGURA 3) em carbonatos albianos, que precedeu a várias descobertas nesta bacia em reservatórios carbonáticos (Zalán, 2012).

Embora os reservatórios presentes nessas rochas carbonáticas tenham atraído às atenções dos exploracionistas a partir da descoberta do Campo de Garoupa (Mendonça *et al.*, 2004), na medida em que se perfurava nos carbonatos albianos, eram descobertos reservatórios em turbiditos mais jovens com profundidades menores, apresentando bons resultados exploratórios como o Campo de Namorado em 1975, nos turbiditos de idade albiana (Zalán, 2012).

O sucesso exploratório inicial com turbiditos nas bacias de Sergipe e Campos espalhou-se pelas bacias marginais da margem leste, transformando-se no principal alvo exploratório da

Petrobras. Produções de óleo e gás nestes tipos de reservatórios foram estabelecidas nas águas rasas (lâminas d'água inferiores a 300 m) nas bacias do Ceará, Potiguar, Sergipe, Espírito Santo, Campos e Santos (Zalán, 2012).

Para Zalán (2012) a partir dos resultados positivos em águas rasas, os exploracionistas, sob a coordenação de Carlos Walter Marinho Campos, previram que os turbiditos que estavam sendo encontrados com petróleo nas águas rasas das plataformas continentais das bacias marginais se estenderiam em direção as águas profundas (entre 700 e 1.500 metros) e, se espessariam de maneira significativa, propiciando então condições para a descoberta de campos gigantes.

A Petrobras, ao se lançar na exploração em lâminas de água superior a 300 m, proporcionou a aquisição do primeiro levantamento sísmico tridimensional para a Bacia de Campos em 1978 (Mendonça *et al.*, 2004), logrando resultados positivos nos anos 1980 e 1990 (FIGURA 3), com a descoberta de campos gigantes nos reservatórios turbidíticos em águas profundas e ultraprofundas (FIGURA 3), culminando com a maior descoberta petrolífera no país, o Campo de Roncador, nessa bacia (Zalán, 2012).

As atividades de exploração e produção na margem continental leste brasileira executadas pela Petrobras até a viabilidade da produção de hidrocarbonetos nos reservatórios do Pré-sal brasileiro, permitiram a geologia nacional a quebra de dois paradigmas: a importância dos turbiditos como reservatórios de petróleo, e a capacidade de folhelhos lacustres (depositados na Fase Rifte) gerarem quantidades gigantescas deste insumo, que foram responsáveis por todo o óleo descoberto nas bacias de Campos, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Potiguar (Zalán, 2012).

Para Zalán (2012) no início dos anos 2000 havia um novo dogma que estava em processo de formação, que era a ocorrência de apenas óleo pesado nas bacias marginais do sudeste brasileiro, quando foram encontradas várias jazidas de óleo leve nas bacias do Espírito Santo e Campos, tanto em turbiditos (Campo de Golfinho) como em carbonatos (descobertas dos campos de Jabuti, Jurará, Suruaña e Aruaña).

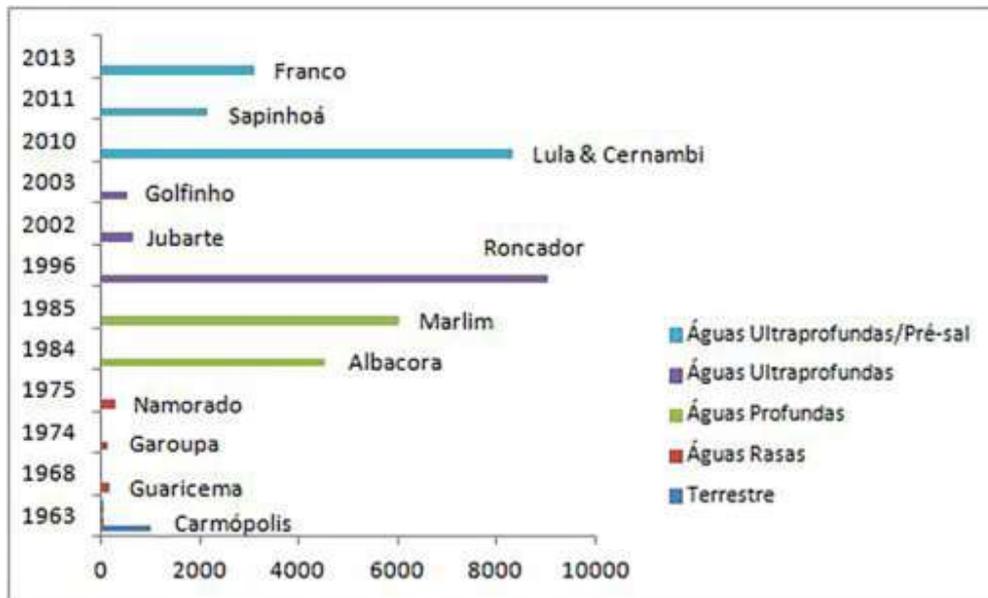


FIGURA 3. Evolução do volume das reservas dos principais campos de petróleo descobertos no país. Em milhões de barris de óleo equivalente (boe). Modificado de Aquino e Lana (1990); Mendonça *et al.* (2004) e ANP (2015a).

4.3 Exploração e produção no Pré-sal

O modelo de exploração e produção de hidrocarbonetos na margem continental leste a partir de 2005 apresenta mudança em termos da idade dos reservatórios de hidrocarbonetos explorados, que pode ser assim descrito:

- (i) Nas primeiras quatro décadas de produção *offshore*, são acumulações de hidrocarbonetos com idades variando do Eocretáceo ao Mioceno (Mohriak, 2012), denominados de Pós-sal;

- (ii) Na segunda metade da década passada, iniciou a produção dos reservatórios do Pré-sal, ou seja, os sedimentos lacustres posicionados abaixo da seção evaporítica de idade Aptiana, cuja idade das rochas geradoras remonta ao Barremiano (Biassusi *et al.*, 1990) e estão localizadas desde as bacias da margem sudeste (FIGURA 4) até a Bacia de Sergipe-Alagoas (Mohriak e Szatmari, 2008).



FIGURA 4. Distribuição das rochas reservatórios do Pré-sal (em azul escuro) em relação às bacias sedimentares da margem continental sudeste brasileira. Fonte: Riccomini *et al.* (2012).

O modelo de exploração e produção de petróleo e gás natural no Pré-sal brasileiro também apresenta condições singulares tanto em relação às espessuras das lâminas de água oceânica quanto de profundidades das perfurações, situação não inédita na Petrobras (em várias oportunidades ao longo de sua história estabeleceu recordes internacionais na produção *offshore*).

A produção de hidrocarbonetos no *offshore* brasileiro evoluiu da perfuração em 1968, do poço 1-SES-1A (o segundo poço a ser perfurado na plataforma continental brasileira),

descobridor do Campo de Guaricema, na Bacia de Sergipe-Alagoas, em lâmina de água de 28 metros (Morais, 2013) e, atingiu a lâmina de água acima de 2.000 metros na década passada, no Campo de Lula na Bacia de Santos (FIGURA 5). Em termos de profundidade de perfuração, saltou de 3.500 metros em meados da década de 1970 (Morais, 2013) para ultrapassar a barreira dos 6.000 metros em 2008 (FIGURA 5).

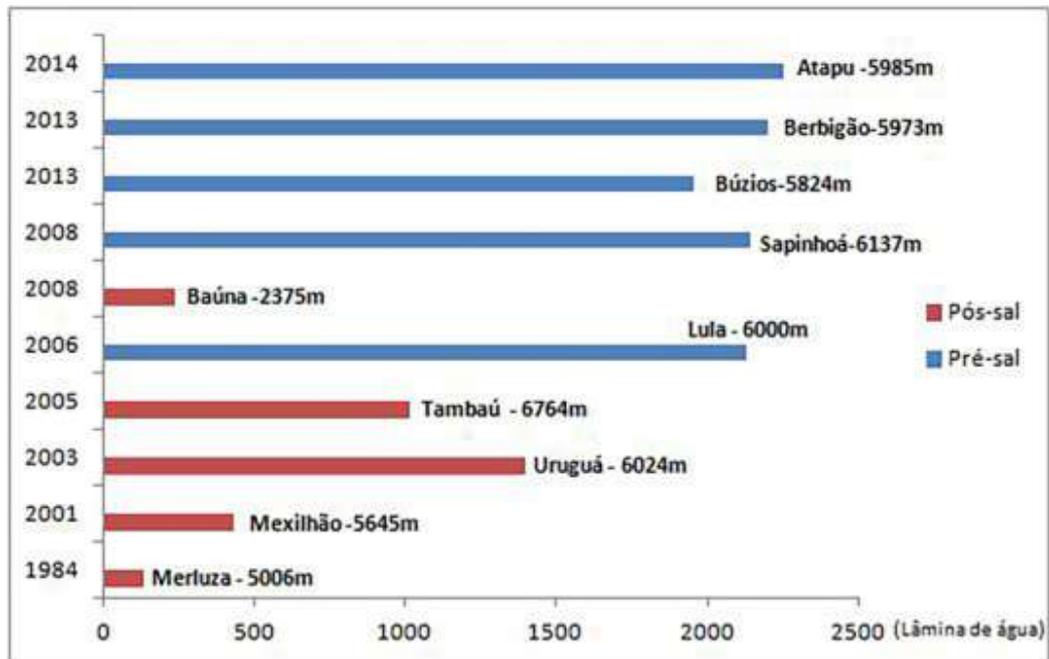


FIGURA 5. Evolução temporal das espessuras da lâmina de água com as respectivas profundidades de perfuração em metros das operações nos campos produtores da Bacia de Santos. Modificado de ANP (2015a).

Os reservatórios do Pré-sal brasileiro são rochas carbonáticas, com os sedimentos depositados há cerca de 120 milhões de anos atrás, os quais apresentam altos valores de porosidade e permeabilidade para aquelas elevadas profundidades (Zalán, 2012).

A vanguarda do modelo de reservatórios de hidrocarbonetos do Pré-sal, decorre do acúmulo de conhecimentos geológico e geofísico do corpo técnico da Petrobras sobre a margem

leste brasileira ao longo dos últimos 60 anos, desde a perfuração do primeiro poço *offshore*, ESS-1, localizado na Bacia do Espírito Santo (Mendonça *et al.*, 2004).

O modelo geológico de exploração dos reservatórios do Pré-sal brasileiro foi desenvolvido sob a coordenação de Guilherme Estrella (Estrella, 2014), que possibilitou a descoberta de vários campos desde 2005, identificados na FIGURA 6, os quais receberam a denominação de *Cluster* da Bacia de Santos.

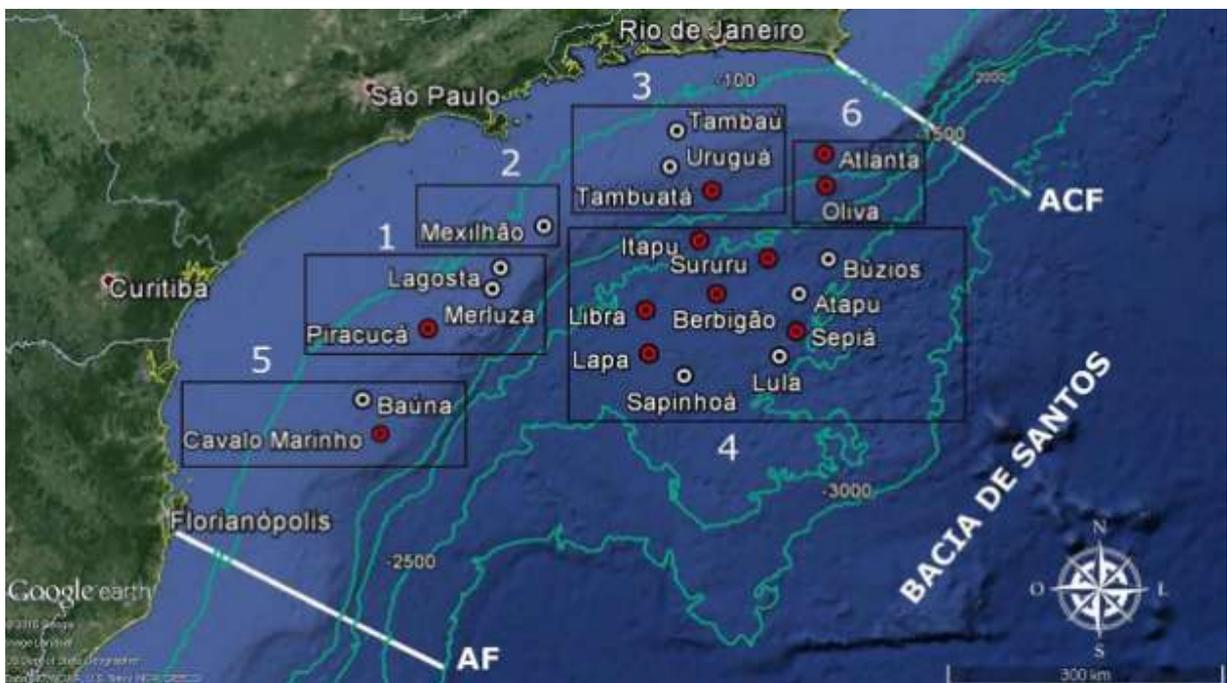


FIGURA 6. Os Polos produtores de petróleo e gás natural da Bacia de Santos. Campos produtores identificados com a cor branca, e, em desenvolvimentos identificados com a cor vermelha. Os números 1,2,3,4,5 e 6= polos de produção. Elaboração dos autores a partir dos dados da ANP (2015a).

4.3.1 Exploração e produção na Bacia de Santos

A exploração da Bacia de Santos, iniciada no final da década de 60, e com ampla contribuição dos contratos de risco celebrados entre a Petrobras e companhias petroleiras internacionais entre 1976 a 1988, encontrava-se em uma fase de relativo pessimismo até 1984,

quando a Pecten descobriu o campo de gás de Merluza (Pereira e Macedo, 1990), sendo os reservatórios formados em arenitos turbidíticos pertencentes ao Membro Ilhabela da Formação Itajaí-Açu de idade neo-turoniana a eo-santoniana (Chang *et al.*, 2008).

No início dos anos 2000, a bacia apresentou novas acumulações de gás em sua porção oeste com o Campo de Mexilhão em 2001 (ANP, 2010), tornando-a exclusivamente um polo de produção de gás natural (FIGURA 6), condição esta que perdurou até a segunda metade da década passada, quando iniciou a produção de petróleo nos campos do Pós-sal de Tambaú e Uruguá em 2009.

O Campo de Mexilhão apresenta reservatórios em arenitos do Membro Ilhabela da Formação Itajaí-Açu de idade do Turoniano ao Maastrichtiano e com reservas de aproximadamente 600 milhões de barris de óleo equivalente (boe) de gás natural (Vieira, 2009).

Em 2004 com a declaração de comercialidade do Campo de Lagosta, reservatórios em arenitos do Membro Ilhabela da Formação Itajaí-Açu de idade do Santoniano (ANP, 2015e), que apresentaram volume de 30,8 milhões de boe (Vieira, 2009), permitiram a constituição do segundo polo de gás natural da bacia (FIGURA 6).

Em 2005 a Petrobras declarou a comercialidade dos campos de Tambaú e Uruguá (Petrobras, 2005) no norte da bacia. Apresentaram no primeiro, reservatórios em arenitos do Membro Tombo da Formação Itanhaém, com idade do Neoalbiano e reservas de 283 milhões de boe. No segundo, apresentou arenitos do Membro Ilhabela da Formação Itajaí-Açu, de idade do Turoniano ao Maastrichtiano e com volume de reservatórios de aproximadamente 178 milhões de

boe (Vieira, 2009), estabelecendo o primeiro polo de produção concomitante de petróleo e gás natural e o terceiro da bacia (FIGURA 6).

O ano de 2005 também estabelece um novo modelo exploratório e produtivo de hidrocarbonetos na margem continental leste do Brasil por parte da Petrobras, com a produção em reservatórios do Pré-sal brasileiro no bloco BM-S-10 (Campo de Parati) da Formação Barra Velha do Aptiano da Bacia de Santos (GCA, 2010).

Após as sucessivas descobertas na porção centro-norte da Bacia de Santos estabeleceu-se o quarto polo de produção de hidrocarbonetos, denominado *Cluster* do Pré-sal da Bacia de Santos (FIGURA 7), onde os reservatórios carbonáticos são encontrados em profundidade superior a 5.000 metros, abaixo da camada de sal da ordem média de 2.000 metros (Zalán, 2012).

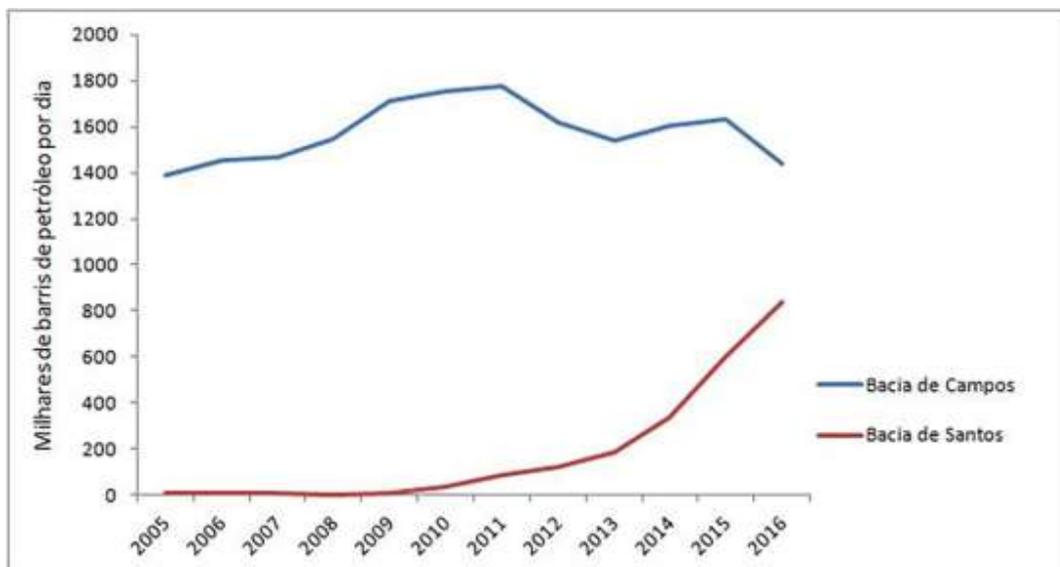


FIGURA 7. Produção de petróleo em milhão de barris/dia nas bacias de Campos e Santos entre 2005 e 2016. Elaboração dos autores a partir dos dados da ANP (2017a).

Após o anúncio oficial pela Petrobras da viabilidade da produção dos reservatórios de petróleo e gás natural no Pré-sal brasileiro em 2006, várias descobertas ocorreram no *Cluster* de Santos, permitindo a produção em alguns campos: Lula, Sapinhoá, Búzios, Berbigão e Atapu, formando, desta maneira, o quarto polo produtor (FIGURA 6). Por sua vez, os campos de Itapu, Sururu, Lapa, Sepiá e Libra que deverão entrar na fase de produção até o final da atual década (ANP, 2015a), destes, os campos de Sururu e Lapa já estão em operação.

O quinto polo de produção de hidrocarbonetos da bacia, estabeleceu-se a partir da declaração de comercialidade do Campo de Baúna em 2008, apresentando reservatórios em arenitos oligocênicos do Membro Maresias da Formação Marambaia, com volume de reservas de 113 milhões de boe (Petrobras, 2012), predominantemente de óleo (ANP, 2015d) e localizados na porção sul da bacia (FIGURA 6).

O sexto polo de produção de hidrocarbonetos foi implantado com a entrada em produção no mês de maio de 2018 do Campo de Atlanta (QGEP, 2018b), operado pela Queiroz Galvão Exploração e Produção (QGEP), onde os reservatórios de petróleo e gás natural são arenitos turbidíticos da Formação Marambaia com idade eocênica (ANP, 2012).

A produção de hidrocarbonetos nos reservatórios do Pós-sal no Campo de Atlanta, operado pela Queiroz Galvão Óleo e Gás, representa o início de suas operações na Bacia de Santos, além de ser um marco na produção de petróleo e gás natural nesta bacia, que até então, contava somente com a presença da Petrobras (Ramalho, 2018).

O Campo de Oliva, também localizado no sexto polo, encontram-se reservatórios de hidrocarbonetos em arenitos turbidíticos da Formação Marambaia com idade do Paleoceno Superior/Eoceno Inferior (ANP, 2013). O início da produção de petróleo e gás natural do Campo de Oliva está previsto para 2021, a operação do campo será da QGEP (QGEP, 2018a).

Os campos de Atlanta e Oliva estão localizados próximo ao limite com a Bacia de Campos (FIGURA 6).

5. RESULTADOS

O início da produção do Campo de Lula em reservatórios do Pré-sal, e dos subsequentes campos produtores de Sapinhoá, Búzios, e Atapu, além das futuras áreas do *Cluster* do Pré-sal da Bacia de Santos, transformaram a bacia que era promissora até o início dos anos 2000, na maior produtora de petróleo e gás natural do Brasil.

A Bacia de Campos, a maior produtora de petróleo do país desde o final dos anos setenta, apresenta uma produção a partir de 2007, superior a 1,5 milhão de barris de petróleo/dia, superando a marca de 1,75 milhão de barris de petróleo/dia no primeiro semestre de 2011, quando iniciou uma trajetória de queda até meados de 2013, motivado pelo declínio da produtividade dos campos do Pós-sal. Neste ano, mesmo com o crescimento da produção, em virtude do início da produção dos reservatórios do Pré-sal na bacia, não conseguiu conter a retração da produção nos anos seguintes (FIGURA 7).

Por sua vez a Bacia de Santos, ao analisarmos a FIGURA 7, apresentou uma produção praticamente nula entre 2005 e 2009, quando inicia um aumento quase que constante a partir de

2009, motivado pela entrada em operação dos polos de produção do Pós-sal, Uruguá, e o do *Cluster* do Pré-sal da Bacia de Santos a partir do início da produção do Campo de Lula.

A alta produtividade dos poços produtores no Pré-sal brasileiro, sobretudo os da Bacia de Santos tem possibilitado a redução progressiva dos custos de produção do barril de petróleo, a ponto de ser inferior a sete dólares o custo médio da unidade (Nogueira e Gaier, 2017), incentivando a perfuração de novos poços nos campos já em operação com o intuito de reduzir ainda mais o custo de produção.

Dos 10 maiores poços produtores no Pré-sal brasileiro, todos estão localizados na Bacia de Santos (TABELA 1), os seus volumes de petróleo e gás natural produzidos superam algumas das tradicionais bacias produtoras de hidrocarbonetos do Brasil, exemplos das bacias de Sergipe, Camamu e Alagoas (FIGURA 8).

TABELA 1. Os 10 maiores poços produtores no Pré-sal brasileiro. Modificado de ANP (2017b).

NOME ANP DO POÇO	CAMPO	BACIA	PETRÓLEO (bbl/d)	GÁS NATURAL (Mm ³ /d)	PRODUÇÃO TOTAL (boe/d)
7LL84DRJS	Lula	Santos	31.297	1.048	37.887
7LL83DRJS	Lula	Santos	28.649	1.339	37.071
7LL80DBRJS	Lula	Santos	30.696	1.002	36.998
7SPH7DSPS	Sapinhoá	Santos	30.507	1.013	36.878
9LL20DRJS	Lula	Santos	28.065	1.363	36.637
7LL36ARJS	Lula	Santos	27.814	1.324	36.145
8LL81DRJS	Lula	Santos	29.287	1.025	35.734
7LL15DRJS	Lula	Santos	29.281	1.010	35.636
8LL37DRJS	Lula	Santos	27.240	1.323	35.559
7SPH1SPS	Sapinhoá	Santos	29.077	966	35.154

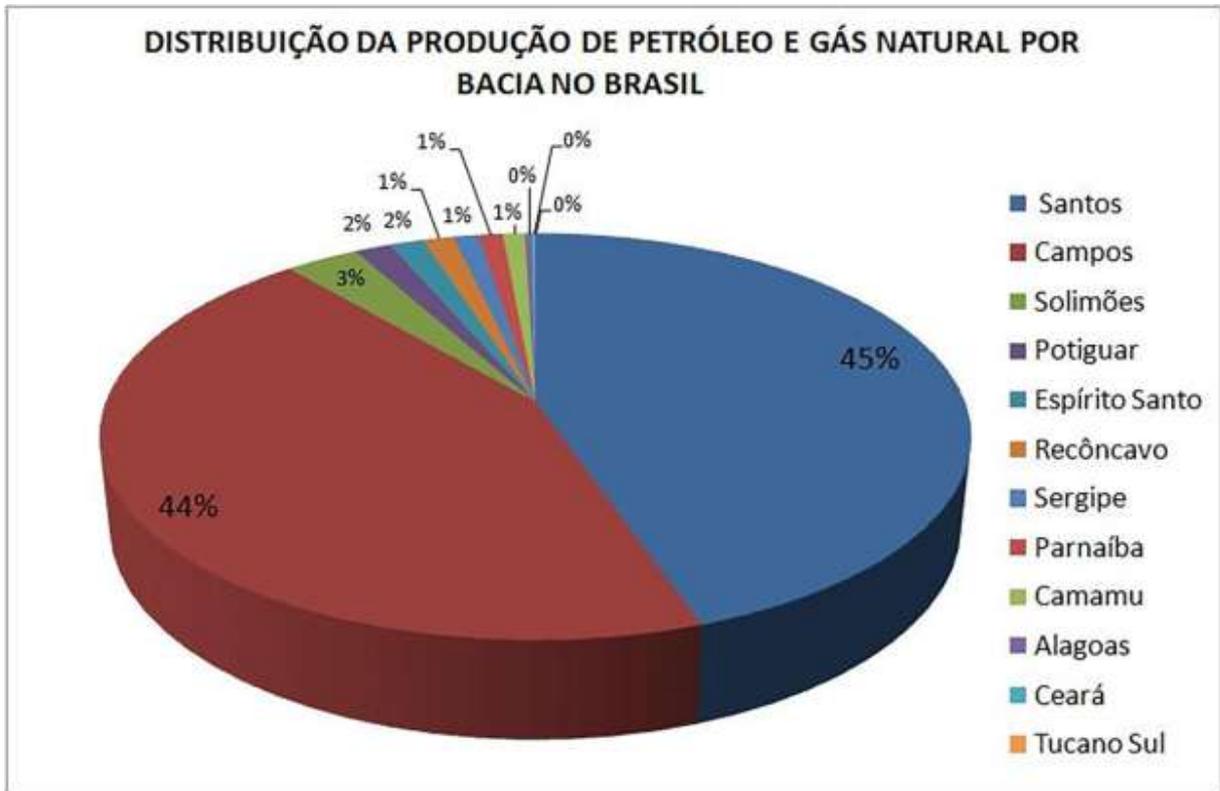


FIGURA 8. Distribuição da produção de petróleo e gás natural por bacia no Brasil em setembro de 2017. Modificado de ANP (2017b).

As condições geológicas singulares e a extensão da área do Pré-sal na Bacia de Santos, a posicionou como prioridade dos investimentos por parte da Petrobras nas atividades de exploração e produção, que possibilitou a Bacia de Santos suplantar a Bacia de Campos em março de 2015 (ANP, 2015b), na produção de gás natural e, em setembro de 2017, na produção somada de petróleo e gás natural da Bacia de Campos (FIGURA 8), que desde o final dos anos setenta era a maior produtora de hidrocarbonetos do país.

A Bacia de Santos continuará a ser a principal destinatária dos investimentos da Petrobras em exploração e produção no Pré-sal brasileiro, cujo montante será de 40 bilhões de dólares para o período 2017-2021 (Petrobras, 2016b).

Atualmente a Petrobras explora os reservatórios das sequências Pós-sal e Pré-sal da Bacia de Santos por meio de 11 plataformas, este número será ampliado com a entrada em operação de 15 plataformas até 2021 (FIGURA 9) de um total de 21 unidades de produção, de acordo com o Plano de Negócios e Gestão da empresa para o período (Petrobras, 2016b), permitindo assim a consolidação da Bacia de Santos como a maior produtora nacional de hidrocarbonetos.



FIGURA 9. As novas plataformas da Petrobras que entrarão em operação na Bacia de Santos entre 2017 e 2021. Modificado de Petrobras (2016b).

6. DISCUSSÃO

Ao apresentar a maior área do Pré-sal brasileiro, a Bacia de Santos mostra o maior potencial de exploração e produção de petróleo e gás natural das bacias na margem leste brasileira.

A viabilidade da produção dos reservatórios de hidrocarbonetos abaixo da sequência evaporítica, em especial da Bacia de Santos (FIGURA 10), representa para a Petrobras e o país a

possibilidade de concretização da tão almejada autossuficiência energética que o Brasil persegue desde o início do século XX.

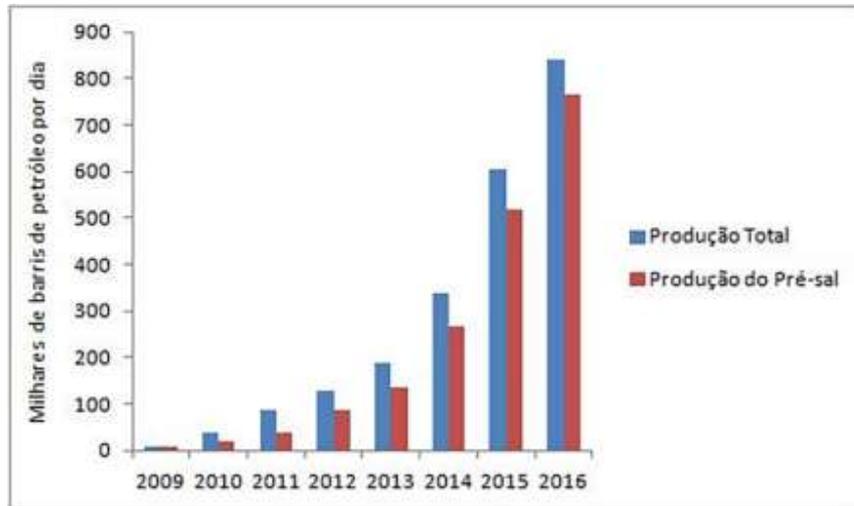


FIGURA 10. Produção de petróleo total e do Pré-sal da Bacia de Santos. Modificado de ANP (2017c).

Diferentemente de outros dois momentos importantes na história da indústria nacional do petróleo, o monopólio e a abertura do mercado, o volume das reservas, produção, vazão, qualidade do óleo e a alta taxa de sucesso nas perfurações, principalmente na Bacia de Santos, impôs a necessidade de estabelecer um novo marco regulatório (partilha da produção) para a exploração e produção na área do Pré-sal brasileiro que visasse o aumento da arrecadação pelo Estado brasileiro, além de fortalecer a Petrobras como o único operador dos campos produtores.

Ao estabelecer um novo modelo de exploração e produção de hidrocarbonetos na margem leste brasileira, o Pré-sal brasileiro exigia da Petrobras como o único operador até então e, também atualmente dos futuros operadores, o desenvolvimento de inovações em termos de logística, processos, equipamentos e materiais para fazer frente às condições inusitadas, como as grandes espessuras das lâminas de água envolvidas, as grandes distâncias existentes entre os

campos de produção e a costa brasileira, além das grandes profundidades a serem perfuradas a partir do assoalho marinho.

O suprimento de petróleo do Pré-sal brasileiro no mercado internacional está atualmente inserido em um contexto de baixa cotação da *commodity* e de escassas descobertas relevantes de novos reservatórios. Em termos de fornecimento futuro de petróleo ao mercado internacional, a produção da Bacia de Santos, se posiciona de forma estratégica no segmento *offshore* em virtude do declínio nos últimos anos da produção das duas principais regiões produtoras de hidrocarbonetos *offshore* do planeta; Golfo do México e Mar do Norte (British Petroleum, 2017).

A Bacia de Santos deverá ser um dos principais responsáveis pelo aumento da oferta de petróleo no mercado internacional na próxima década, ao mesmo tempo, em que impactará a produção nacional, fazendo com que o Brasil tenha uma posição ainda mais relevante no cenário internacional (FIGURA 11).

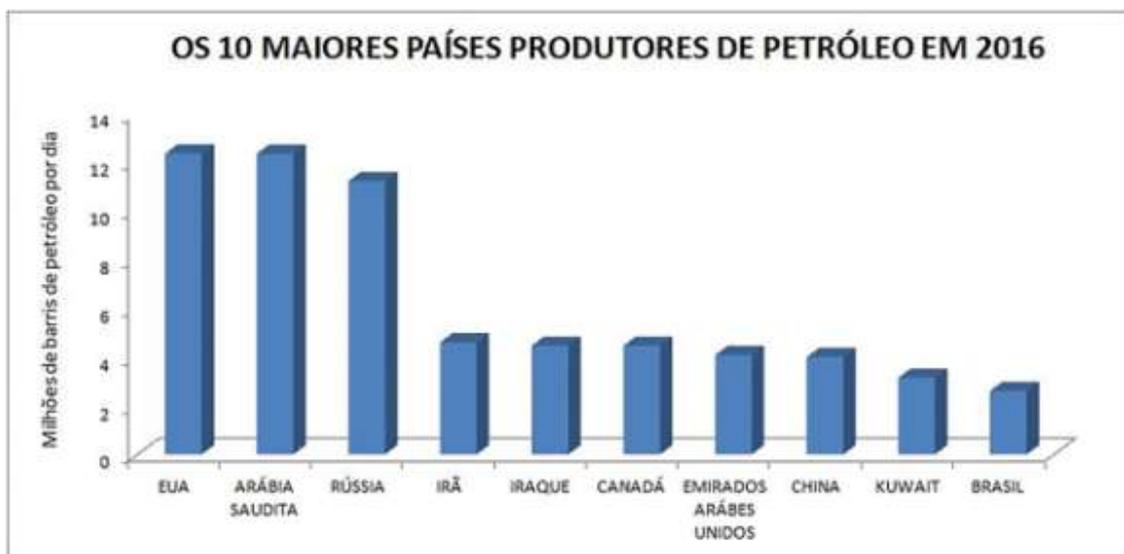


FIGURA 11. Os 10 maiores países produtores de petróleo em 2016. Modificado de British Petroleum (2017).

Este potencial de incremento na oferta global da *commodity* atrai as atenções das principais companhias de petróleo do mundo que em um cenário de reduzidas reposições das reservas de hidrocarbonetos por fontes convencionais, vislumbram no acesso aos reservatórios do Pré-sal brasileiro a possibilidade da continuidade de parte de suas operações.

Embora haja um expressivo volume de petróleo e gás natural no Pré-sal brasileiro, a redução do custo de produção torna-se vital para a viabilidade dos investimentos em exploração e produção na Bacia de Santos, sobretudo, em um período de manutenção da baixa cotação do barril de petróleo no mercado internacional. Neste quesito, o custo de produção tende a cair em virtude da entrada de novas plataformas de produção e da conexão de mais poços produtores junto às unidades em operação, além dos investimentos em infraestrutura de produção que já foram realizados.

Embora os volumes das reservas de petróleo e gás natural na Bacia de Santos não estejam quantificados em sua totalidade, Sauer e Rodrigues (2016) estimaram a existência de reservas recuperáveis variando de 42 a 83,8 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) de uma reserva total de 167 bilhões barris.

Outros fatores importantes que demonstram a posição estratégica do Pré-sal brasileiro, sobretudo a Bacia de Santos, no mercado internacional:

- (i) Produção acumulada de 1 bilhão de barris de petróleo até dezembro de 2016.
- (ii) Sucesso nas perfurações na área do Pré-sal da Bacia de Santos ser superior a média mundial.

- (iii) Excelente vazão dos poços produtores.
- (iv) Qualidade da maior parte do óleo ser leve ($\geq 31^\circ$ API).
- (v) Média do custo de produção do barril de petróleo ser inferior a 7 US\$.

O êxito da Petrobras na produção dos reservatórios no Pré-sal na Bacia de Santos, atraiu as atenções da indústria mundial do petróleo, sobretudo das companhias internacionais concorrentes da Petrobras que passaram a analisar medidas que pudessem viabilizar o acesso aos reservatórios do Pré-sal brasileiro na Bacia de Santos.

As seis ações descritas a seguir demonstram a execução do planejamento das petroleiras internacionais para expandir suas atividades de exploração e produção nos reservatórios do Pré-sal brasileiro, principalmente na Bacia de Santos, ao mesmo tempo, em que a Petrobras reduz a sua participação nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Pré-sal brasileiro.

Em 2015 a Royal Dutch Shell adquiriu por 52 bilhões de dólares o BG Group (detentora de participação em blocos de exploração e produção na Bacia de Santos), que nas palavras do Presidente da Royal Dutch Shell - Ben Van Beurden – sobre a qualidade dos ativos do Pré-sal brasileiro adquiridos com a fusão: “Estes ainda são fundamentalmente os melhores recursos em águas profundas disponíveis no planeta. E isso não vai mudar” (Paul, 2016).

A substituição em maio de 2016 da Presidente do Brasil, Dilma Roussef, pelo vice-presidente Michel Temer, este em completa consonância com os anseios das companhias internacionais.

Inicialmente a Petrobras vendeu a sua participação de 66% no Campo de Carcará no Pré-sal da Bacia de Santos (Petrobras, 2016a), justamente para uma concorrente, a Statoil, em julho de 2016.

Em outubro de 2016, o Congresso Nacional aprovou o fim da obrigatoriedade da Petrobras como a única operadora de todos os campos produtores de hidrocarbonetos no Pré-sal brasileiro (Brasil, 2016).

Em dezembro de 2016, a Petrobras reduziu a sua presença na Bacia de Santos com a venda de 22,5% de sua participação nos campos de Sururu, Berbigão e Atapu, além de 35% no Campo de Lapa (Petrobras, 2016b), para a sua concorrente internacional, a francesa Total.

Em outubro de 2017, a ANP realizou a 2° e 3° rodadas de partilha da produção nos blocos para a exploração e produção no Pré-sal brasileiro, desta forma, completou a última etapa do planejamento das principais companhias internacionais do petróleo para expandir suas atividades no Pré-sal brasileiro, nos exemplos da Royal Dutch Shell, Statoil, Total, Repsol-Sinopec, CNOOC e Petrogal, além do início das atividades de exploração e produção nos reservatórios abaixo da sequência evaporítica da Exxon Mobil e da British Petroleum (TABELA 2).

TABELA 2. Empresas estrangeiras vencedoras dos blocos para a exploração e produção na área do Pré-sal na Bacia de Santos nas 2° e 3° rodadas. Modificado de ANP (2017d).

RODADAS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO NO PRÉ-SAL			
2° RODADA		3° RODADA	
COMPANHIA	PAÍS DE ORIGEM	COMPANHIA	PAÍS DE ORIGEM
EXXON MOBIL	ESTADOS UNIDOS	BRITISH PETROLEUM	REINO UNIDO
PETROGAL	PORTUGAL	CNODC	CHINA
REPSOL SINOPEC	ESPANHA	CNOOC	CHINA
ROYAL DUTCH SHELL	REINO UNIDO/HOLANDA	EXXON MOBIL	ESTADOS UNIDOS
STATOIL	NORUEGA	QATAR PETROLEUM	CATAR
TOTAL	FRANCA	ROYAL DUTCH SHELL	REINO UNIDO/HOLANDA
		STATOIL	NORUEGA

7. CONCLUSÕES

- (i) O conhecimento geológico acumulado sobre as bacias sedimentares da margem leste brasileira desde a perfuração do primeiro poço no final dos anos 1960 na Bacia do Espírito Santo foi o fator primordial para a viabilização da produção dos reservatórios de hidrocarbonetos do Pré-sal brasileiro.
- (ii) As reservas de petróleo e gás contidas no Pré-sal brasileiro apresentam reservas de grandes dimensões, embora não quantificadas na sua totalidade. Contudo, ultrapassará dezenas de bilhões de barris de óleo equivalente, levando-se em consideração apenas as descobertas anunciadas pela Petrobras na Bacia de Santos, que posicionou o país entre as principais reservas de hidrocarbonetos do planeta.

- (iii) O volume, vazão e a qualidade do óleo encontrados nos reservatórios do Pré-sal, possibilitam à Petrobras obter significativa redução do custo de produção e conseqüentemente uma competitividade em comparação aos concorrentes internacionais, em um momento de comercialização do barril de petróleo no mercado internacional em torno dos US\$ 70.
- (iv) Por meio deste estudo é possível visualizar a mudança da condição de alvo exploratório da Bacia de Santos, que perdurou até o início da década passada, para a de principal produtora de hidrocarbonetos do país em setembro de 2017.
- (v) Da mesma forma, que principalmente o potencial do volume das reservas e da produção da Bacia de Santos foram responsáveis pela mudança na legislação para a exploração e produção de hidrocarbonetos na área do Pré-sal brasileiro, o fim da exclusividade da Petrobras como operadora única dos campos do Pré-sal brasileiro ocorreu em virtude do interesse das grandes companhias internacionais em expandir a exploração e produção na Bacia de Santos, tendo em vista que atualmente a bacia representa 45 % do total de petróleo e gás natural produzido no país e, continuará apresentando um forte crescimento na produção nos próximos anos.
- (vi) A Petrobras como a única operadora nos campos produtores do Pré-sal brasileiro, permitiria ao país controlar o ritmo do aumento da produção de hidrocarbonetos, especialmente na Bacia de Santos, de acordo com as variações da cotação do barril de petróleo no mercado internacional.
- (vii) A Petrobras deveria destinar a maior parte dos seus investimentos nas atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos no país na Bacia de Santos, justamente no momento atual em que o mercado internacional apresenta a manutenção da baixa cotação do barril de petróleo.

- (viii) O governo federal poderia deixar a cargo da Petrobras o planejamento da expansão da produção de hidrocarbonetos na Bacia de Santos, enquanto incentivasse os investimentos das companhias internacionais nas outras dezenas de bacias sedimentares *onshore* e *offshore* do país.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a leitura crítica desse texto pelo geólogo Prof. Gilmar Vital Bueno da Universidade Federal Fluminense (UFF, ex-Petrobras), assim como a Petrobras, pela bolsa de doutorado concedida ao primeiro autor. Esse texto integra o volume de doutoramento, ora em andamento.

REFERÊNCIAS

ANP. (2010). *Sumário Executivo Externo do Campo de Mexilhão*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Acesso em 11 de outubro de 2015. <http://www.anp.gov.br/?dw=889>. Fonte eletrônica.

ANP. (2012). *Sumário Executivo do Campo de Atlanta*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Acesso em 11 de outubro de 2015. <http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:4MambTySMuQJ:www.anp.gov.br/%3Fdw%3D63585+%&cd=1&hl=en&ct=clnk&gl=BR>. Fonte eletrônica.

ANP. (2013). *Sumário Executivo do Campo de Oliva*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Acesso em 11 de outubro de 2015. http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:zJbeRd_-RbAJ:www.anp.gov.br/%3Fdw%3D19280+%&cd=1&hl=en&ct=clnk&gl=br. Fonte eletrônica.

ANP. (2015a). *Banco de Dados de Exploração e Produção – BDEP*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Acesso em 11 de outubro de 2015. <http://www.anp.gov.br/?pg=75852&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1445835417554>. Fonte eletrônica.

ANP. (2015b). *Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Acesso em 14 de fevereiro de 2016. <http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Fonte eletrônica.

ANP. (2015c). *Petróleo e Estado*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro, Brasil. Livro.

ANP. (2015d). *Plano de Desenvolvimento do Campo de Baúna*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Acesso em 11 de outubro de 2015. <http://www.anp.gov.br/?dw=75069>. Fonte eletrônica.

ANP. (2015e). *Plano de Desenvolvimento do Campo de Lagosta*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Acesso em 11 de outubro de 2015. <http://www.anp.gov.br/?dw=75745>. Fonte eletrônica.

ANP. (2017a). *Anuário Estatístico 2017*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Acesso em 01 de novembro de 2017. <http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/anuario-estatistico/3819-anuario-estatistico-2017>. Fonte eletrônica.

ANP. (2017b). *Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Acesso em 01 de novembro de 2017. <http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Fonte eletrônica.

- ANP. (2017c). *Dados de E&P*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Acesso em 15 de outubro de 2017. <http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>. Fonte eletrônica.
- ANP. (2017d). *Rodadas do pré-sal consolidam retomada do setor de petróleo e gás no Brasil*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Acesso em 30 de outubro de 2017. <http://www.anp.gov.br>. Fonte eletrônica.
- Aquino, G.S., e Lana, M.C. (1990). Exploração na Bacia de Sergipe-Alagoas: o “estado da arte”. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 4(1), 3-11. Artigo em revista.
- Arai, M. (2009). Paleogeografia do Atlântico Sul no Aptiano: um novo modelo a partir de dados micropaleontológicos recentes. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 17(2), 331-351. Artigo em revista.
- Arai, M. (2014). Aptian/Albian (Early Cretaceous) paleogeography of the South Atlantic: a paleontological perspective. *Brazilian Journal of Geology*, 44(2), 339-350. doi: <http://dx.doi.org/10.5327/Z2317-4889201400020012>. Artigo em revista.
- Assine, M.L., Corrêa, F.S., e Chang, H.K. (2008). Migração de depocentros na Bacia de Santos: importância na exploração de hidrocarbonetos. *Revista Brasileira de Geociências*, 38(2 - suplemento), 111-127. doi: <http://dx.doi.org/10.25249/0375-7536.2008382S111127>. Artigo em revista.
- Azevedo, R.L.M. (2004). Paleoceanografia e a evolução do Atlântico Sul no Albiano. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 12(2), 231-249. Artigo em revista.
- Biassusi, A.S., Maciel, A.A., e Carvalho, R.S. (1990). Bacia do Espírito Santo: o “estado da arte” da exploração. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 4(11), 13-19. Artigo em revista.
- Brasil. (2016). *Projeto de Lei 4567/16*. Acesso em 21 de setembro de 2017. <http://www2.camara.leg.br/camaranoticias/noticias/ECONOMIA/517342-CAMARA-APROV-A-FIM-DA-PARTICIPACAO-OBRIGATORIA-DA-PETROBRAS-NO-PRE-SAL.html>. Fonte eletrônica.
- British Petroleum. (2017). *BP Statistical Review of World Energy*. Acesso em 15 de outubro de 2017. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. Fonte eletrônica.
- Bueno, G.V. (2004). Diacronismo de eventos no rifte Sul-Atlântico. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 12(2), 203-229. Artigo em revista.
- Caldas, M.F. (2007). Reconstituição cinemática e tectono-sedimentação associada a Domos salinos nas águas profundas da Bacia de Santos, Brasil. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Dissertação.

Chang, H.K., Assine, M.L., Corrêa, F.S., Tinen, J.S., Vidal, A.C., e Koike, L. (2008). Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. *Revista Brasileira de Geociências*, 38(2 - suplemento), 29-46. doi: <http://dx.doi.org/10.25249/0375-7536.2008382S2946>. Artigo em revista.

CPRM. (2013). *Projeto Batimetria*. Serviço Geológico do Brasil. Acesso em 2 de dezembro de 2015. <http://www.cprm.gov.br/publique/Geologia/Geologia-Marinha/Projeto-Batimetria-3224.html>. Fonte eletrônica.

Dias, J.L. (2008). Estratigrafia e sedimentação dos evaporitos neo-aptianos na margem leste brasileira. In: W.U. Mohriak, P. Szatmari, S. Anjos (Orgs.). *Sal: Geologia e Tectônica. Exemplos nas Bacias Brasileiras* (pp. 223-231). São Paulo: Beca Edições. Capítulo de livro.

Dias-Brito, D. (1995). The South Atlantic Albian carbonates: their organogenic content and paleogeographic significance. *I Workshop sobre paleoceanografia com ênfase em micropaleontologia e estratigrafia*. Gramado, Brasil. Trabalho publicado em anais de evento.

Estrella, G.O. (2014). Pré-Sal e Desenvolvimento Nacional: Oportunidades/Ameaças Estratégicas. *Os Desafios do Pré-Sal: Riscos e Oportunidades para o País*. Campinas, Brasil. Trabalho publicado em anais de evento.

Filho, T.A., Mizusaki, A.M.P., e Antonioli, L. (2008). Magmatismo nas bacias sedimentares brasileiras e sua influência na geologia do petróleo. *Revista Brasileira de Geociências*, 38(2 - suplemento), 128-137. doi: <http://dx.doi.org/10.25249/0375-7536.2008382S128137>. Artigo em revista.

Gamboa, L.A.P., Machado, M.A.P., Silveira, D.P., Freitas, J.T.R., e Silva, S.R.P. (2008). Evaporitos estratificados no Atlântico Sul. In: W.U. Mohriak, P. Szatmari, S. Anjos (Orgs.). *Sal: Geologia e Tectônica. Exemplos nas Bacias Brasileiras* (pp. 91-163). São Paulo: Beca Edições. Capítulo de livro.

Garcia, S.F.M. (2012). Restauração estrutural da halotectônica na porção central da Bacia de Santos e implicações para os sistemas petrolíferos. Tese de Doutorado, Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, Brasil. Tese.

GCA. (2010). *Exame e Avaliação de Dez Descobertas e Prospectos Seleccionadas no Play do Pré-sal em Águas Profundas na Bacia de Santos, Brasil*. Gaffney, Cline & Associates. Acesso em 19 de março de 2016. www.anp.gov.br/?dw=33422. Fonte eletrônica.

Mendonça, P.M.M., Spadini, A.R., e Milani, E.J. (2004). Exploração na Petrobras: 50 anos de sucesso. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 12(1), 1-55. Artigo em revista.

Milani, E.J., Brandão, J.A.S.L., Zalán, P.V., e Gamboa, L.A.P. (2000). Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas. *Revista Brasileira de Geofísica*, 18(3), 351-396. doi: <http://dx.doi.org/10.1590/S0102-261X2000000300012>. Artigo em revista.

- Milani, E.J., Rangel, H.D., Bueno, G.V., Stica, J.M., Winter, W.R., Caixeta J.M., e Neto O.C.P. (2007). Bacias sedimentares brasileiras: cartas estratigráficas. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, 15(1), 1-572. Livro.
- Mohriak, W.U. (2003). Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira. In: L.A. Bizzi, C. Schobbenhaus, R.M. Vidotti, J.H. Gonçalves (eds.). *Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil* (pp. 87-165). Serviço Geológico do Brasil – CPRM. Capítulo de livro.
- Mohriak, W.U., e Szatmari, P. (2008). Tectônica de Sal. In: W.U. Mohriak, P. Szatmari, S.M.C. Anjos (Orgs.). *Sal: Geologia e Tectônica. Exemplos nas Bacias Brasileiras* (pp. 92-165). São Paulo: Beca Edições. Capítulo de livro.
- Mohriak, W.U. (2012). Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. In: Y. Hasui, C.D.R. Carneiro, F.F.M. Almeida, A. Bartorelli (Orgs.). *Geologia do Brasil* (pp. 481-496). São Paulo. Beca Edições. Capítulo de livro.
- Morais J.M. (2013). Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção *offshore*. Brasília, Brasil: IPEA/PETROBRAS. Livro.
- Moreira, J.L.P., Madeira, C.V., Gil, J.A., e Machado, M.A.P. (2007). Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15(2), 531-549. Artigo em revista.
- Nogueira, M., e Gaier, R.V. (2017). *Petrobras vê custo no pré-sal abaixo de US\$7/barril e atrasos em plataformas*. Acesso em 06 de outubro de 2017. <https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKBN1AQ2PQ-OBRBS>. Fonte eletrônica.
- Paul, S. (2016). *CEO da Shell diz que pode vender ativos para melhorar portfólio*. Acesso em 30 de julho de 2016. <http://br.reuters.com/article/domesticNews/idBRKCN0X918F>. Fonte eletrônica.
- Pereira, M.J., Barbosa, C.M., Agre, J., Gomes, J.B., Aranha, L.G.F., Saito, M., Ramos, M.A., Carvalho, M.D., Stamato, M., e Bagni, O. (1986). Estratigrafia da Bacia de Santos: análise das sequências, sistemas deposicionais e revisão litoestratigráfica. *XXXIV Congresso Brasileiro de Geologia*. Goiânia, Brasil. Trabalho publicado em anais de evento.
- Pereira, M.J., e Macedo, J.M. (1990). A Bacia de Santos: perspectivas de uma nova província petrolífera na plataforma continental sudeste brasileira. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 4(1), 3-11. Artigo em revista.
- Petrobras. (2005). *Comercialidade de mais de três novos campos de Gás e Petróleo Leve*. Acesso em 21 de setembro de 2017. <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/comercialidade-de-mais-tres-novos-campos-de-gas-e-petroleo-leve>. Fonte eletrônica.
- Petrobras. (2012). *Declarações de Comercialidade de Petróleo Leve no Sul da Bacia de Santos*. Acesso em 2 de dezembro de 2015. <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/comercialidade-de-petroleo-leve-no-sul-da-bacia-de-santos>. Fonte eletrônica.

fatos-relevantes/declaracoes-de-comercialidade-de-petroleo-leve-no-sul-da-bacia-de-santos. Fonte eletrônica.

Petrobras. (2016a). *Negócio de US\$ 2,5 bi com Statoil reafirma nossa meta de parceria e desinvestimento*. Acesso em 30 de julho de 2016. <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/conselho-de-administracao-aprova-venda-de-participacao-no-bloco-exploratorio-bm-s-8-para-statoil.htm>. Fonte eletrônica.

Petrobras. (2016b). *Plano de Negócios e Gestão 2017-2021*. Acesso em 13 de dezembro de 2016. <http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia/plano-de-negocios-e-gestao/>. Fonte eletrônica.

QGEP. (2018a). *Campos de Atlanta e Oliva*. Queiroz Galvão Exploração e Produção. Acesso em 12 de junho de 2018. <http://qgep.infoinvest.com.br/static/ptb/campos-de-atlanta-e-oliva.asp?idioma=ptb>. Fonte eletrônica.

QGEP. (2018b). *Fato Relevante*. Queiroz Galvão Exploração e Produção. Acesso em 12 de junho de 2018. http://www.qgep.com.br/ptb/2219/2018%2005%2003%20QGEP%20Primeiro%20oleo%20Atlanta%20_PORT_VF.pdf. Fonte eletrônica.

Ramalho, A. (2018). *Pré-sal abre espaço para produção fora da Petrobras*. Acesso em 12 de junho de 2018. <https://www.valor.com.br/empresas/5316241/pre-sal-abre-espaco-para-producao-fora-da-petrobras>. Fonte eletrônica.

Riccomini, C., Sant'Anna, L.G., e Tassinari, C.C.G. (2012). Pré-sal: geologia e exploração. *Revista USP*, 95, 33-42. doi: <https://doi.org/10.11606/issn.2316-9036.v0i95p33-42>. Artigo em revista.

Sauer, I.L. (2016). O pré-sal e a geopolítica e hegemonia do petróleo face às mudanças climáticas e à transição energética. In: Melfi, A.J., Campos, D.A., e Umberto, G.C (Orgs.). *Recursos Minerais do Brasil: problemas e desafios* (pp. 308-322). Academia Brasileira de Ciências. Capítulo de livro.

Sauer, I.L., e Rodrigues, L.A. (2016). Pré-sal e Petrobras além dos discursos e mitos: disputas, riscos e desafios. *Estudos Avançados*, 30(88), 185-229. doi: <https://doi.org/10.1590/s0103-40142016.30880014>. Artigo em revista.

Souza, I.A. (2008). Falhas de transferência da porção norte da Bacia de Santos interpretadas a partir de dados sísmicos: sua influência na evolução e deformação da bacia. Tese de Doutorado, Instituto de Geociências e Ciências Exatas. Universidade Estadual Paulista – Câmpus de Rio Claro. Tese.

Souza, L.S., e Sgarbi, G.N.C. (2016). Bacia de Santos: de promissora a principal bacia produtora de hidrocarbonetos do Brasil. *XLVIII Congresso Brasileiro de Geologia*. Porto Alegre, Brasil. Trabalho publicado em anais de evento.

Vieira, J. (2009). *Nona Rodada de Licitações – Bacia de Santos*. Acesso em 10 de outubro de 2015. [http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round9/palestras/Santos\(portugues\).pdf](http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round9/palestras/Santos(portugues).pdf). Fonte eletrônica.

Zalán, P.V. (2012). Recursos Petrolíferos. In: Y. Hasui, C.D.R. Carneiro, F.F.M. Almeida, A. Bartorelli (Orgs.). *Geologia do Brasil* (pp. 833-837). São Paulo: Beca Edições. Capítulo de livro.

Trabalho recebido: 13 de novembro de 2017.

Trabalho aprovado: 1 de novembro de 2018.

3 - O PRÉ-SAL BRASILEIRO E A EVOLUÇÃO DO MODELO REGULATÓRIO DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS NO BRASIL

The Brazilian Pre-Salt and the regulatory framework evolution for exploration and production of hydrocarbons in Brazil

Leonardo Silveira de Souza¹ & Geraldo Norberto Chaves Sgarbi

¹ Universidade Federal de Minas Gerais, Instituto de Geociências, Programa de Pós Graduação em Geologia, Avenida Antonio Carlos, 6627, 31270-901, Pampulha, Belo Horizonte, MG, Brasil.

² Universidade Federal de Minas Gerais/Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. Avenida Antonio Carlos, 6627, 31270-901, Pampulha, Belo Horizonte, MG, Brasil.

E-mails: leosilveira.cat@gmail.com; gncsgarbi@gmail.com

Resumo

O objetivo deste texto é analisar os modelos regulatórios de exploração e produção de hidrocarbonetos adotado no país desde a constituição da Petrobras, em especial, ao dos reservatórios localizados na área do Pré-sal brasileiro. Na metodologia utilizou-se além da análise histórica dos regimes regulatórios, dados estatísticos disponíveis pela ANP e EPE para a efetivação analítica dos principais pilares de um marco regulatório e que são impactados diretamente pela produção dos reservatórios de petróleo e gás natural do Pré-sal brasileiro. As características geológicas positivas dos reservatórios de hidrocarbonetos abaixo da seção evaporítica permitiu ao país adotar um modelo regulatório que vise a maior apropriação pelo Estado brasileiro do excedente produzido pela produção de petróleo e gás natural na área do Pré-

sal brasileiro. Entretanto com a mudança da administração no âmbito do governo federal em 2016 e a exacerbação das críticas e pressões das companhias internacionais do petróleo que vislumbravam mudanças no modelo regulatório, com o intuito de acessarem àquelas imensas reservas de hidrocarbonetos, lograram êxito com a aprovação pelo Congresso Nacional (Lei nº 13.365/16), que resultou na retirada da obrigatoriedade da Petrobras em participar do desenvolvimento dos campos produtores do Pré-sal.

Palavras-chave: Pré-sal brasileiro; Exploração de Hidrocarbonetos; Produção de Hidrocarbonetos; Petrobras; Modelo Regulatório; Intervenção Estatal.

Abstract

This article aims to analyse the regulatory framework for the exploration and production of hydrocarbons adopted in this country since the founding Petrobras, and foremost, to the reservoirs localized in the Brazilian Pre-salt area. The methodology made use of historical analysis of the regulatory system and statistical data provided by the ANP and the EPE for analytical effectivity for the most important principles of the regulatory milestone that are directly affected by the exploration of petroleum and natural gas in the Brazilian Pre-salt. The positive geological characteristics of the hydrocarbons reservoirs below the evaporitic section allowed the country to adopt a regulatory framework for the Brazilian government aim a major appropriation of the excess produced of petroleum and natural gas in the Brazilian Pre-salt. However, with the change in the Federal Government in 2016 and the great pressure made by international oil companies that seeks changes in the regulatory framework with the intent of gain access to the enormous reserves of hydrocarbons, achieved success with the approval by the National Congress (Law No.13.365/16), which result is that there is no more necessity for Petrobras to have part in the development of production fields in Brazilian Pre-salt.

Keywords: Brazilian Pre-salt; Hydrocarbon Exploration; Hydrocarbons Production; Petrobras; Regulatory Model; State Intervention.

1 Introdução

Embora a atividade de exploração de hidrocarbonetos exista no Brasil desde a segunda metade do século XIX, os resultados positivos em termos de produção de petróleo no país foram modestos até a constituição da Petrobras em 1953, em um cenário de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural nas bacias onshore do Brasil.

A condição de irrelevância do Brasil no mercado internacional do petróleo, no período do pós II Guerra Mundial, possibilitou que o país adotasse um marco regulatório monopolista para as atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos. Esta condição, somada com o desenvolvimento da Petrobras, permitiu ao país estruturar e consolidar a indústria nacional do petróleo, sobretudo, centrando as atenções da estatal brasileira para as bacias da margem leste brasileira.

A abertura das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil 1995, em um contexto de Pós Guerra Fria, possibilitou à Petrobras, expandir suas atividades de exploração e produção nas bacias da margem leste brasileira, principalmente, nas bacias de Campos, Espírito Santo e Santos.

Embora o aumento por parte da Petrobras, do conhecimento geológico, geofísico e produtivo das bacias da margem leste brasileira no período de concessão, não fosse o intuito da política de abertura do mercado de exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil na década de 1990. O modelo de concessão e a capacidade técnica da Petrobras permitiram o desenvolvimento do modelo de exploração e produção de hidrocarbonetos nos reservatórios localizados abaixo da sequência evaporítica, entre as bacias de Santos e Sergipe-Alagoas.

A viabilidade da produção de petróleo e gás natural no Pré-sal brasileiro em 2005, especificamente na Bacia de Santos, ampliou não somente o modelo de exploração e produção *offshore* da Petrobras no país (Figura 1), a exploração dos reservatórios de hidrocarbonetos do Pós-sal iniciou com a primeira perfuração na margem leste brasileira em 1959, assim como a perspectiva de aumento na produção e das exportações de petróleo e seus derivados. Isso gerou a alteração do marco regulatório sobre a exploração e produção dos reservatórios de hidrocarbonetos no país.

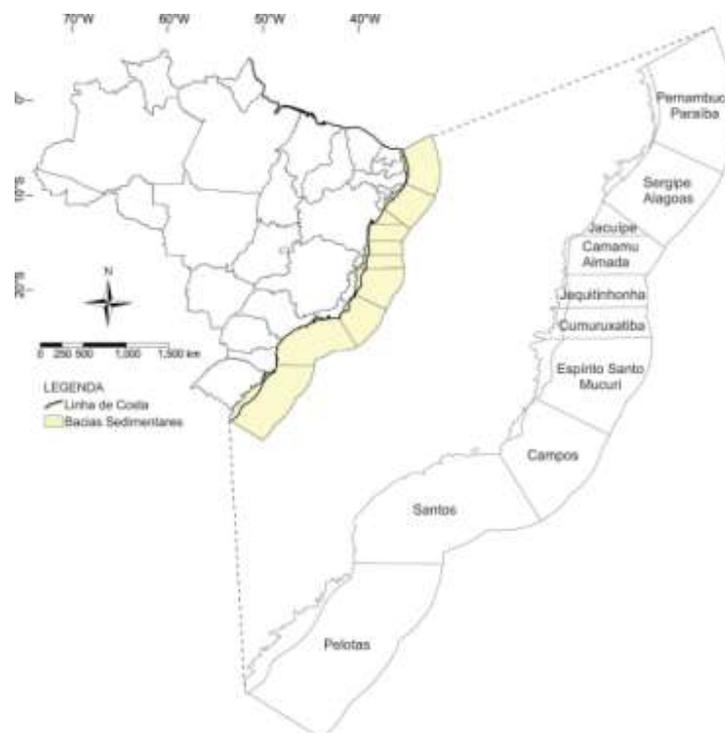


Figura 1. Mapa com as bacias sedimentares da margem leste brasileiras, geradas pela tectônica distensiva que individualizou as placas da América do Sul e África. Fonte: EPE, 2016b.

Neste texto apresentaremos a evolução do modelo regulatório no Brasil a partir da constituição da Petrobras em 1953, concomitante à evolução das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos nas bacias sedimentares do país e pela apropriação do excedente econômico gerado pela produção dos reservatórios de hidrocarbonetos pelo Estado nacional,

além da análise das alterações estruturais estabelecidas pelo regime regulador do Pré-sal brasileiro.

Desta forma, dividimos o trabalho em três períodos: Monopólio entre 1953-1995; Abertura do Mercado em 1995 e Modelo Regulatório do Pré-sal brasileiro em 2010.

1.1 Materiais e Métodos

Os três pilares principais que nortearam o desenvolvimento do Marco Regulatório do Pré-sal brasileiro foram a Exploração, Produção e Arrecadação (Bain & Tozzini, 2009).

Os dados analíticos que puderam retratar a dinâmica dos três pilares utilizados na metodologia do artigo dizem respeito ao número de poços perfurados nas diversas bacias sedimentares brasileiras; as reservas nacionais de petróleo; a produção nacional de petróleo e a arrecadação tributária pela produção de hidrocarbonetos no país.

Do ponto de vista temporal, analisamos por meio de revisão bibliográfica os modelos regulatórios das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural desde a constituição da Petrobras em 1953 até o modelo regulatório da área do Pré-sal brasileiro em 2010.

Além da revisão bibliográfica, utilizamos os dados da produção nacional de petróleo a partir de 1953, disponíveis pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE); e a partir de 1975 o volume das reservas de petróleo, também divulgados pela EPE, além dos dados de arrecadação dos royalties e participação especial a partir de 2000, divulgados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

O instrumento utilizado para analisar a dinâmica das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos nas bacias sedimentares brasileiras deu-se com o uso do programa Microsoft Excel, que possibilitou individualizar os 27209 poços perfurados (produtores ou não) entre 1953

e 2015, que estavam disponibilizados de forma agrupada pela ANP até março de 2015, nas diversas bacias sedimentares brasileiras, sob os marcos regulatórios do Monopólio e Concessão, não sendo possível identificar os poços sob os modelos de cessão onerosa e partilha de produção.

A individualização dos poços perfurados permitiu a elaboração de um mapa com as bacias sedimentares que tiveram ao menos a perfuração de um poço.

Neste trabalho estabelecemos o período de Transição (1997-1999), como forma de estabelecer um hiato entre a Lei 9.478/1997 e a Primeira Rodada de Licitações em 1999, onde as perfurações ocorridas neste período estavam sendo executadas sob o planejamento da Petrobras ainda do regime monopolista.

2 Monopólio 1953-1995

O período monopolista do petróleo no Brasil foi estabelecido a partir da Lei 2004 de 3 de outubro de 1953 (Brasil, 1953) e, dispôs sobre a política nacional de petróleo, definiu as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo e instituiu à Petrobras, representando, durante mais de quarenta anos, o marco regulatório da indústria do petróleo no país.

Nas palavras de (Tolmasquim & Junior, 2011) o período monopolista representa “a fase de construção e consolidação da indústria moderna de petróleo no Brasil, confundindo-se com a própria história da Petrobras”.

O dispositivo legal delimitou o monopólio da União sobre a pesquisa e lavra de petróleo e outros hidrocarbonetos fluidos e gases raros, o refino e transporte, a ser complementado pelos atos normativos dos órgãos regulamentadores, que fixavam valores, preços e outros parâmetros aplicáveis à condução das atividades da Petrobras (Ribeiro, 2015).

Com a criação da Petrobras em 1953, a estatal administrou o acervo das descobertas na Bacia do Recôncavo Baiano (Mendonça *et al.*, 2004), bacia pioneira em termos de confirmação

do potencial exploratório e da viabilidade comercial da produção de petróleo no Brasil (Milani *et al.*, 2000), além da Bacia de Sergipe-Alagoas (Aquino & Lana, 1990) e, estabeleceu-se então a base conceitual de gestão para a implantação de uma estrutura de exploração que permitiu, de forma organizada, avaliar o potencial petrolífero das bacias sedimentares brasileiras (Mendonça *et al.*, 2004).

De acordo com (Tolmasquim & Junior, 2011) a constituição da Petrobras foi realizada com um aporte inicial de capital no valor de US\$ 165 milhões advindo do CNP, bem como uma estrutura legal estabelecida para financiar suas atividades no exercício do monopólio da União (parcelas do Fundo Rodoviário Nacional, do Imposto Único sobre Combustíveis e Lubrificantes, do Imposto sobre Importação de Automóveis, benefícios fiscais, entre outros).

Do ponto de vista da evolução da exploração e produção de petróleo e gás natural no país o período monopolista representa a consolidação das atividades nas bacias terrestres e o início, consolidação e expansão nas atividades das bacias da margem leste brasileira, buscando como principal meta a autossuficiência nacional na produção de hidrocarbonetos.

As atividades exploratórias iniciais da Petrobras centraram, sem sucesso, nas bacias paleozoicas brasileiras (Mendonça *et al.*, 2004), além das bacias marginais terrestres representadas pelas bacias do Recôncavo e Sergipe-Alagoas (Zalán, 2012), obtendo sucesso apenas relativo (Aquino & Lana, 1990). Nesta fase os trabalhos foram coordenados pelo geólogo norte-americano Walter Link, com uma estrutura exploratória baseada na presença de técnicos norte-americanos (Mendonça *et al.*, 2004).

Apesar da expectativa governamental, o “Relatório Link” em 1960 apresentou poucos resultados positivos. A partir de então, coube ao geólogo brasileiro Pedro de Moura, conjuntamente com técnicos brasileiros em 1961, a tarefa de definir os novos caminhos da exploração de petróleo no Brasil (Mendonça *et al.*, 2004).

Nesta nova fase, o direcionamento das atividades de exploração da Petrobras nas Bacias do Recôncavo e Sergipe-Alagoas sob a coordenação de técnicos brasileiros, permitiu o sucesso exploratório na porção emersa da Bacia de Sergipe – Alagoas que culminou com a descoberta do campo de Carmópolis em 1963 (Aquino & Lana, 1990), fator que impulsionou a Petrobras a ampliar as atividades de exploração em direção à plataforma continental brasileira.

As atividades de exploração e produção nas bacias da margem leste brasileira foram responsáveis pela perfuração de 18000 poços entre os anos de 1953 e 1996 (Figura 2) e as atividades foram concentradas, sobretudo nas bacias de Potiguar, Recôncavo, Sergipe, Campos e Espírito Santo.

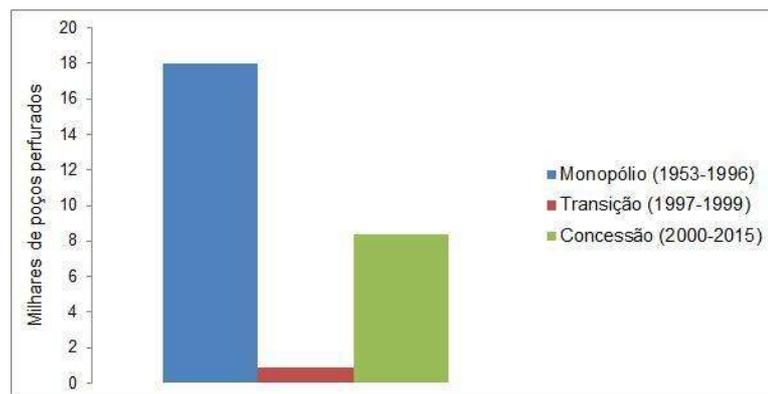


Figura 2. Poços perfurados entre 1953 e 2015 nas diversas bacias sedimentares brasileiras, sob os diferentes marcos regulatórios. Fonte: ANP, 2016a.

Após a melhora na compreensão da geologia das bacias da margem leste e do contínuo investimento em exploração e produção por parte da Petrobras, o país obteve significativas melhoras de produção a ponto de atingir, com o adiantamento de um ano a meta de produzir 500 mil barris/dia em 1984 (Milani *et al.*, 2000). Ao mesmo tempo, as altas cotações do barril de petróleo no mercado internacional no início dos anos 1980 (Figura 3), incrementava fortemente o custo da importação de petróleo, o que viabilizava o desenvolvimento dos campos produtores em águas profundas no Brasil.



Figura 3. Cotação do Barril de Petróleo nos EUA entre 1970 e 1990. Fonte: EIA, 2016.

A Constituição de 1988 no seu artigo 177 manteve o monopólio da União sobre a exploração, produção e transporte de petróleo e gás natural, sendo executado pela Petrobras (Tolmasquim & Junior, 2011).

Nos anos seguintes a Constituição de 1988, as transformações ocorridas internacionalmente nos campos políticos e econômicos, como a queda do Muro de Berlim em 1989, a desintegração da União Soviética 1991, o enfraquecimento do Estado de bem estar social na Europa e a hegemonia do neoliberalismo, estabeleceu-se uma grande pressão para a flexibilização dos marcos regulatórios da indústria do petróleo em vários países. O Brasil não passou ileso desta tendência, o que acarretou na Emenda Constitucional nº 9 de 1995, que autorizou a União a contratar empresas estatais ou privadas na exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil.

3 Abertura do Mercado em 1995

O Congresso Nacional, ao aprovar a Emenda Constitucional (EC) nº 9 de 9 de novembro de 1995 (Brasil, 1995), flexibilizou o exercício do Monopólio da União no setor de petróleo, abrindo

a possibilidade para a contratação, pela União, de outras empresas que não à Petrobras (Tolmasquim & Junior, 2011).

A Lei nº 9.478/1997 (Brasil, 1997), ao regulamentar a EC nº 9, definiu que as contratações pela União “poderão ser exercidas mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País” (artigo 5º). A mesma norma legal estabeleceu no artigo 23º que “as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei”.

As transformações impostas pela lei acima citada sintetiza a mudança de um Estado intervencionista na economia para um regulador, ao efetuar a abertura do mercado de Exploração e Produção para empresas nacionais e internacionais e estabelecer uma nova estrutura organizacional do setor (Figura 4), com a criação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão de assessoramento do presidente da República para formulação de políticas e diretrizes do setor energético (Brasil, 1997).

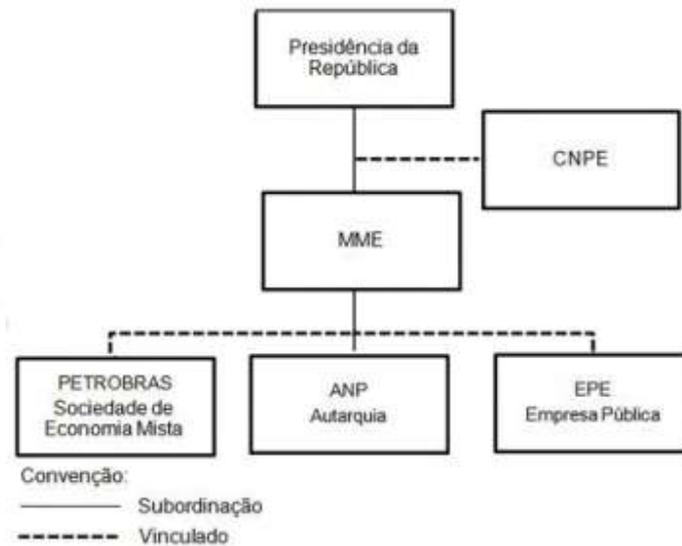


Figura 4. Arranjo institucional do sistema regulatório de exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil. Fonte: Tolmasquim & Junior, 2011.

O mesmo dispositivo legal, também instituiu a Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis (ANP), autarquia especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), responsável pela regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, além de implementar as políticas energéticas setoriais do Governo Federal (Tolmasquim & Junior, 2011).

O processo licitatório é o instrumento jurídico utilizado para conceder aos proponentes com o maior lance ofertado aos blocos de exploração e produção distribuídos nas bacias sedimentares brasileiras, oferecidos pela ANP por meio de rodadas licitatórias, iniciada com a primeira rodada em 1999, considerada a Rodada Zero, estabelecendo um período de transição, quando a Petrobras listou as áreas referentes ao período de monopólio que continuaria a explorar (Ribeiro, 2015).

A Segunda Rodada de Licitações em 2000 reforçou as exigências e especificou os critérios aplicáveis à preferência por bens e serviços brasileiros (por não ter sofrido alteração com a

implementação do marco regulatório do Pré-sal, não a analisaremos no presente artigo), que passou a constituir também um critério de avaliação das propostas (Ribeiro, 2015).

4 Modelo Regulatório do Pré-sal brasileiro em 2010

Em 2006 a Petrobras anunciou oficialmente a descoberta de imensos reservatórios de hidrocarbonetos (óleo leve e com alto valor no mercado internacional) posicionados abaixo da sequência evaporítica, que veio a ser formalmente designada como Pré-sal, localizada entre as bacias de Santos e Sergipe-Alagoas. Tal fato posicionou a estatal brasileira no centro das atenções da indústria mundial de hidrocarbonetos, o que atraiu a atenção do governo federal para a regulação das atividades de exploração e produção nas bacias que ocorrem à sequência Pré-sal.

As estimativas do potencial das reservas de petróleo e gás natural nos reservatórios do Pré-sal provocou uma reanálise do regime regulador do setor de petróleo e gás, visando encontrar a melhor estratégia para o futuro energético do país (Ribeiro, 2015).

Assim, o avanço dos trabalhos na exploração e produção no Pré-sal brasileiro levou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) a determinar, por meio da Resolução nº 6 de 8 de novembro de 2007, a retirada, para uma melhor avaliação das descobertas do Pré-sal brasileiro, que culminou com a exclusão de 41 blocos da 9ª Rodada de Licitações no mesmo ano (Ribeiro, 2015), localizadas nas bacias de Campos e Santos.

A formação de uma Comissão Interministerial instituída pelo Governo Federal para propor um novo marco para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural e a partir da análise de diversas experiências internacionais (Tolmasquim & Junior, 2011) concluiu, em agosto de 2009, pela adoção do modelo de partilha de produção em áreas do Pré-sal e outras áreas estratégicas (Ribeiro, 2015).

Em 2010, quatro projetos de leis elaborados no ano anterior foram aprovados e versavam sobre quatros pilares que serão apresentados e analisados a seguir:

- i) O regime de partilha de produção;
- ii) A criação da empresa pública que gerenciará os contratos de partilha de produção e de comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União;
- iii) A criação do Fundo Social;
- iv) A cessão onerosa para a Petrobras de áreas, não concedidas, localizadas na área do Pré-sal.

4.1 Partilha de Produção

Segundo (Tolmasquim & Junior, 2011) a introdução do regime de contratação pela partilha de produção tem como principal vantagem, o maior controle do processo de gestão, desde a exploração até a comercialização das reservas de petróleo e gás natural.

Além da busca, pelo Estado brasileiro, de uma maior participação na renda petroleira, um dos principais objetivos dos países detentores de grandes reservas de hidrocarbonetos, apontam outros dois objetivos perseguidos pelo marco regulatório e institucional do Pré-sal:

- i) Destinar recursos advindos de tal atividade a setores estruturalmente fundamentais para o desenvolvimento social e econômico do país;
- ii) Fortalecer o complexo produtivo da indústria do petróleo e gás no país, preservando os interesses estratégicos nacionais e assegurando uma parcela do produto dessas riquezas às gerações futuras.

A Lei nº 12.351/2010 em seu artigo 3º (Brasil, 2010c) estabelece que a exploração e a produção de petróleo, gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos na área do pré-sal e em

áreas estratégicas, serão contratadas pela União sob o regime de partilha de produção. O dispositivo legal constituiu à Petrobras como a única operadora dos campos produtores, com a participação mínima de 30% quando houvesse a formação de consórcios.

4.2 Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA)

Por sua vez a Lei 12.304/2010 (Brasil, 2010b) autorizou a criação da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), empresa pública federal responsável pela gestão, tanto dos contratos de partilha de produção quanto dos contratos de comercialização de petróleo e gás natural pertencentes à União.

Na prática, a PPSA representa a União na celebração e gerenciamento dos contratos de partilha com a Petrobras, somadas as seguintes competências estabelecidas no artigo 4º da supracitada lei:

- i) Analisar os dados sísmicos fornecidos pela ANP e pelos contratados sob o regime de partilha de produção;
- ii) Representar a União nos procedimentos de individualização da produção e nos acordos decorrentes, nos casos em que as jazidas da área do Pré-sal e de áreas consideradas estratégicas se estendam por áreas não concedidas ou não contratadas sob o regime de partilha de produção;
- iii) Exercer outras atividades necessárias ao cumprimento de seu objeto social.

4.3 Fundo Social

A fim de maximizar os benefícios das receitas oriundas das atividades petrolíferas na área do Pré-sal e em áreas estratégicas (necessitando de delimitação do CNPE), a Lei nº 12.351/2010 (Brasil, 2010c) criou o Fundo Social (FS), anteriormente mencionado. Essa prática, levada a

efeitos por diversos países, que criaram fundos soberanos (Tabela 1), separam as receitas advindas do setor petrolífero das demais receitas orçamentárias, incluindo-a em um fundo específico destinado à expansão dos capitais físicos e humanos, habilitado a aplicar seus recursos tanto no país quanto no exterior (Brasil, 2009a).

Tabela 1. Os cinco maiores fundos soberanos com recursos oriundos das receitas do petróleo. Fonte: SWFI, 2016.

País	Nome	Montante (US\$ bilhões)	Ano de Criação
Noruega	Fundo de Pensão Governamental	885	1990
Abu Dhabi	Autoridade de Investimento de Abu Dhabi	792	1976
Kuwait	Autoridade de Investimento do Kuwait	592	1953
Arábia Saudita	Participações Estrangeiras da Autoridade Monetária da Arábia Saudita	576	1952
Catar	Autoridade de Investimento do Catar	335	2005

A partir da experiência de vários Fundos Soberanos de países exportadores de petróleo que constituíram uma poupança pública de longo prazo, para mitigar as flutuações macroeconômicas originadas das variações no valor da produção do setor de petróleo e gás (Serra, 2011), o governo federal enviou o projeto de lei nº 5940 em 2009 (Brasil, 2009b) para a Câmara dos Deputados, que instituiu o Fundo Social constituído a partir dos recursos do Pré-sal.

Esse fundo especial de natureza contábil e financeira, vinculado à Presidência da República, coube à responsabilidade da centralização dos recursos advindos da produção das áreas do Pré-sal e em outras áreas estratégicas, cujos resultados serão aplicados em projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, da ciência e tecnologia e da sustentabilidade ambiental (Brasil, 2009a).

Na exposição de motivos do Projeto de Lei (Brasil, 2009a) o Governo Federal justifica o FS como sendo um instrumento essencial para maximizar os benefícios para o país das receitas

oriundas das atividades petrolíferas na área do Pré-sal e em áreas estratégicas, fundamentados em três pilares:

- i) À finitude de sua fonte de incidência, que se refere à produção de um recurso não-renovável;
- ii) À sua volatilidade, uma vez que as receitas petrolíferas dependem decisivamente das cotações no mercado internacional do petróleo; e
- iii) Ao fato de implicar no ingresso ao país de grandes volumes de moeda estrangeira.

4.4 Cessão Onerosa

A necessidade de capitalizar a Petrobras para fazer frente ao desenvolvimento da produção nos reservatórios de hidrocarbonetos abaixo da seção evaporítica da Bacia de Santos, a mais importante do Pré-sal brasileiro, levou a aprovação, pelo Congresso Nacional, da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010 (Brasil, 2010a), que autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras, dispensada a licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas não concedidas localizadas no Pré-sal, não podendo a produção exceder 5 bilhões de barris de óleo equivalente (boe).

O mesmo dispositivo legal autorizou a União a adquirir novas ações emitidas pela Petrobras (artigo 9º) como forma de pagamento da cessão onerosa, que atenderia uma necessidade do governo federal em antecipar receita oriunda da produção dos reservatórios do Pré-sal (Sousa, 2011), e ao mesmo tempo ampliar o controle acionário da Petrobras pela União, expandindo o recebimento dos dividendos pagos pela estatal.

Uma inovação no bojo da lei diz respeito a não incidência do tributo da participação especial, uma medida para não majorar o preço a ser pago pela Petrobras (Sousa, 2011),

justamente em uma nova fronteira geológica em que o custo de produção era mais elevado em comparação aos reservatórios do Pós-sal.

O contrato de cessão onerosa foi firmado em 03 de setembro de 2010 e relacionou seis áreas definitivas da Bacia de Santos (Florim, Franco, Sul de Guará, Entorno de Iara, Sul de Tupi, Nordeste de Tupi) e uma área anexa (Peroba), bem como estabeleceu o valor inicial do barril de petróleo equivalente a US\$ 8,51. Pelo direito de explorar e produzir petróleo e gás natural nessas áreas, a Petrobras pagou à União US\$ 42,533 bilhões equivalente a R\$ 74,8 bilhões, de acordo com a cotação da data de assinatura do contrato (Sousa, 2011).

O contrato de cessão onerosa permitiu à Petrobras obter uma expressiva lucratividade nas áreas da Cessão Onerosa e, ao mesmo tempo, proporcionar ao governo federal a receita de elevado volume de recursos financeiros.

Somados as quatro inovações trazidas pela regulação das atividades de exploração e produção nos reservatórios da sequência evaporítica, o marco regulatório do Pré-sal também impactou a tributação incidente na produção de hidrocarbonetos no país, visando aumentar a captação da renda petroleira pelo Estado brasileiro, como veremos a seguir.

5 Renda Petroleira

O excedente econômico gerado pela diferença do custo de produção e da venda do barril de petróleo é apropriado na forma de renda pelo proprietário do recurso energético, podendo ser uma empresa estatal ou privada, no entanto, uma grande parcela da renda gerada pelas atividades das companhias de petróleo é apropriada pela União, Estados e Municípios (Suárez, 2012).

De maneira geral, as discussões nacionais sobre a elaboração dos marcos regulatórios para a exploração e produção de petróleo e gás nacional acompanham, entre outros, o interesse em

apropriar ao máximo o excedente econômico produzido, sobretudo pelo Estado, na condição de proprietário do recurso energético.

A Lei nº 9.478/97 (Brasil, 1997) no seu artigo 45 estabelece os tributos devidos pelo concessionário em virtude das atividades de exploração e produção: *royalties*; as participações especiais; bônus de assinatura e pagamento pela retenção de terras. Entretanto, no presente artigo, abordaremos somente os tributos referentes aos *royalties* e participações especiais por serem os de maior relevância.

O marco regulatório aprovado pelo Congresso Nacional engloba quatro leis que permitiram aumentar a apropriação da renda auferida pela produção dos reservatórios do Pré-sal em relação ao Pós-sal, por parte dos três entes da Federação acima citados. A seguir analisaremos a evolução da legislação referente aos *royalties* e a participação especial.

5.1 Royalties

Os *royalties* representam a principal compensação financeira paga pelos concessionários no exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Em um cenário de produção incipiente e integralmente *onshore*, coube a Lei 2.004/53 (Brasil, 1953) ser o primeiro dispositivo legal a regulamentar o tributo e estabelecer, no artigo 27, o pagamento de 4% aos estados e territórios e 1% aos municípios sobre o valor da produção terrestre de petróleo e gás natural.

Com a ampliação da produção e a distribuição nas bacias paleozoicas e da margem leste brasileira, a União, os Estados e Municípios, passaram a pressionar o legislador pelo estabelecimento de novos dispositivos legais que pudessem ampliar suas arrecadações.

Das normas que se sucederam ao longo das décadas, podemos destacar a mudança da destinação dos *royalties* da produção *offshore*, que passou dos Fundos Especiais, então

controlados pela União estabelecido pelo Decreto-lei nº 523, de 8 de abril de 1969 (Brasil, 1969), direcionando-os para os Estados e Municípios produtores ou sob influências destes, e do estabelecimento do percentual de 5% (Tabela 2), ambos, definidos pela Lei n.º 7.453, de 27 de dezembro de 1985 (Brasil, 1985).

Tabela 2. Evolução da distribuição dos *royalties offshore* entre os entes da federação. Fonte: Brasil, 1989; Brasil, 1997; Brasil, 2010c; Brasil, 2012.

* Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

** Recursos dos Estados e Municípios não produtores.

Lei	Marco Regulatório	Aliquota	União	Estado Produtor	Município Produtor	Municípios*	Estado não Produtor	Município não Produtor	Fundo Especial (Estados e Municípios)
7.990/1989	Monopólio	5%	1%	0%	1,5%	0,5%	1,5%		0,5%
9.478/1997	Concessão	5%	1%	0%	1,5%	0,5%	1,5%		0,5%
		10%	4%	2,25%	2,25%	0,75%			0,75%
12.351/2010	Partilha de Produção	15%	3,3%	3,3%	0,75%	0,3%	**	**	7,35%
12.734/2012	Concessão	5%	1,1%	1,1%	0,25%	0,1%	**	**	2,45%
		10%	2%	2%	1,7%	0,3%	***	***	4%
	Partilha de Produção	15%	3,3%	3,3%	0,75%	0,3%	**	**	7,35%

O percentual de 5% passou a ser dividido da seguinte maneira:

- i) 1,5% aos estados confrontantes com poços produtores;
- ii) 1,5% aos municípios confrontantes com poços produtores e àqueles pertencentes às áreas geoeconômicas dos municípios confrontantes;
- iii) 1% ao Ministério da Marinha;
- iv) 1% para constituir o Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os estados e municípios da Federação.

A Constituição Federal de 1988 recepcionou a Lei do Petróleo de 1953 e suas posteriores alterações, no que tange aos royalties devidos a União, Estados e Municípios pela produção nas bacias *onshore* e *offshore* (artigo 20, § 1º).

No ano seguinte, a Lei nº 7.990 de 28 de dezembro de 1989 alterou a distribuição dos royalties, com a inclusão de 0,5% aos municípios onde se localizassem instalações de embarque e desembarque de petróleo ou de gás natural, e desta forma reduziu de 4% para 3,5% para os valores referentes aos Estados, quando a lavra ocorresse em terra, e o percentual do Fundo Especial foi reduzido de 1% para 0,5%, quando a lavra ocorresse na plataforma continental.

A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, além de regulamentar a abertura do mercado de exploração e produção de petróleo e gás natural no país, elevou até 10% a alíquota dos royalties devidos pelos concessionários (Tabela 2). A Lei estabeleceu duas faixas tributárias, a primeira de 5% (artigo 48) e manteve a mesma distribuição dos royalties para as bacias *onshore* e *offshore* e introduziu em seu artigo 49, uma forma diferenciada de distribuição para a parcela acima de 5% (ANP, 2001).

As discussões sobre o papel de indução para o desenvolvimento econômico, social e industrial a ser desempenhado pela exploração dos recursos minerais e energéticos são de primeira ordem nos países detentores de grandes reservas. Assim, diante da viabilidade da produção dos reservatórios de hidrocarbonetos sob a seção evaporítica em 2006, a visão desenvolvimentista a partir do aproveitamento econômico das expressivas reservas norteou o Marco Regulatório do Pré-sal (Serra, 2011).

A Lei nº 12.351/2010 instituiu o regime de partilha da produção nas áreas do Pré-sal e em áreas estratégicas a serem definidas como tais. Neste dispositivo legal manteve as duas alíquotas dos royalties estabelecidas pela Lei nº 9.478 e inovou com a criação do Fundo Social que entre outras fontes de financiamento teria a parcela dos royalties destinada a União.

Posteriormente, a Lei 12.734/2012 (Brasil, 2012) estabeleceu a alíquota única de 15% para a produção de hidrocarbonetos sob o regime de partilha de produção (Tabela 2).

O aumento da produção de petróleo e gás natural *offshore* no país nos últimos 30 anos desencadeou uma pressão dos estados e municípios não produtores por maiores participações na distribuição das receitas dos royalties, como consequência, o marco regulatório do Pré-sal atendeu as reivindicações dos Estados e Municípios não produtores, como apresenta a Tabela 2.

No monopólio e na abertura do mercado, os estados e municípios não produtores detinham a participação de 10% do total arrecadado, quando a alíquota do imposto fosse 5% e 7,5% do montante global, quando a alíquota era de 10% (Tabela 2). O marco regulatório do Pré-sal ampliou a participação dos Estados e Municípios não produtores, que passaram a deter 49% do total arrecadado na modalidade partilha de produção e nas concessões 49% e 40%, quando forem as alíquotas de 5 e 10%, respectivamente (Tabela 2).

5.2 Participação Especial

A participação especial é um tributo para os campos com grande produção de petróleo e gás natural, localizados tanto nas bacias sedimentares em terra quanto na margem continental. Foi instituído pela Lei nº 9.478/1997 que prevê 50 % para a União, 40% para o Estado produtor ou confrontante com a plataforma continental, onde ocorrer a produção e, 10% para o Município produtor ou confrontante com a plataforma continental, onde ocorrer a produção.

A Lei nº 12.351/2010 (Brasil, 2010c), instituiu o regime de partilha da produção com a incidência da participação especial, que passou a ser regulamentada pela Lei 12.734/2012 (Brasil, 2012), que modificou o artigo 50, §2º da Lei nº 9.478/1997 (Brasil, 1997).

A lei mencionada estabeleceu a participação de 42% do tributo para a União (i); 34% ao Estado onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção (ii); 5% para o Município onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção (iii); 9,5% para a constituição de fundo

especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal (iv) e 9,5% para a constituição de fundo especial, a ser distribuído entre os Municípios (v) (Tabela 3).

Tabela 3. Evolução da distribuição da Participação Especial entre os entes da federação. Fonte: Brasil, 1997; Brasil, 2012.

*Percentual de 9,5% para todos os Estados e 9,5% para todos os Municípios.

Lei	Marco Regulatório	União	Estado Produtor	Município Produtor	Estado não Produtor	Município não Produtor	Fundo Especial (Estados e Municípios)
9.478/1997	Concessão	50%	40%	10%	0%	0%	0%
12.734/2012	Partilha de Produção	42%	34%	5%	*	*	19%

Da mesma forma que os Estados e Municípios não produtores passaram a deter uma maior parcela dos *royalties*, a legislação referente à distribuição das receitas oriundas da participação especial passou a beneficiar os Estados e Municípios não produtores (Tabela 3).

Enquanto no modelo regulatório de concessão, os entes não produtores não tinham direito as receitas oriundas da participação especial, no marco regulatório do Pré-sal, os não produtores passaram a deter 19% do total arrecadado (Tabela 3).

6. Resultados

6.1 A Evolução das Reservas Nacionais de Petróleo

A evolução do volume das reservas de petróleo no país, apresentadas nas figuras seguintes, está diretamente relacionada aos modelos de exploração e produção dos reservatórios de hidrocarbonetos desenvolvidos pela Petrobras, desde a sua criação em 1953.

O primeiro marco foi a produção dos reservatórios das bacias terrestres e da margem leste na porção *onshore*, que passou a coexistir com as atividades de exploração e produção em águas

rasas, profundas e ultraprofundas, alterando significativamente o volume das reservas, sobretudo pelos reservatórios do Pós-sal.

Tal feito, somente foi possível com as descobertas principalmente na Bacia de Campos no início dos anos 1980 (Figura 5) e ao longo dos anos 1990 (Figura 6), permitindo ao país vislumbrar a autossuficiência energética, objetivo perseguido por quase todo o século XX.



Figura 5. Reservas nacionais de petróleo entre os anos de 1975-1997 sob o regime monopolista. Fonte: EPE, 2016a.



Figura 6. Reservas nacionais de petróleo entre os anos de 1998-2009 sob o regime de concessão. Fonte: EPE, 2016a.

O segundo marco na elevação das reservas de petróleo e gás natural deve-se as descobertas dos reservatórios do Pré-sal, principalmente na Bacia de Santos, que tem incrementado o volume dos reservatórios (Figura 7).

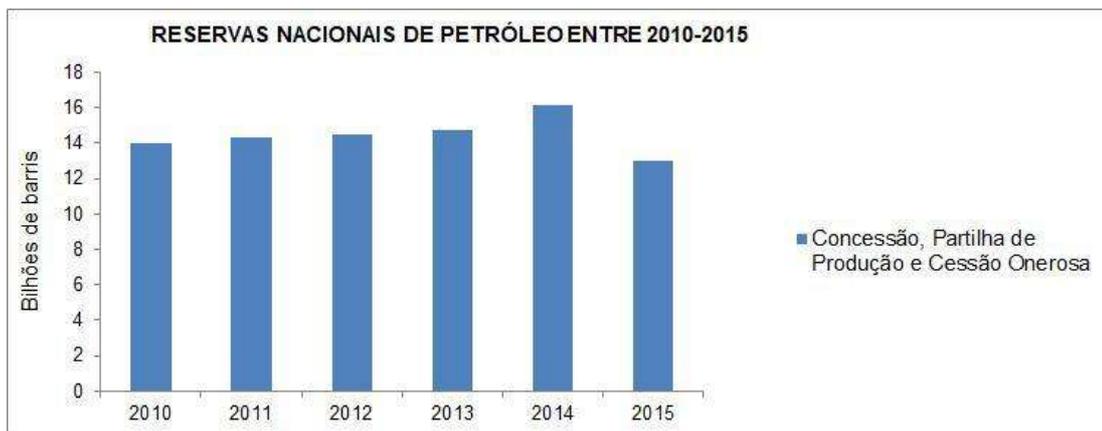


Figura 7. Reservas nacionais de petróleo entre os anos de 2010-2015 sob os regimes de concessão, partilha de produção e cessão onerosa. Fonte: EPE, 2016a.

Deve-se levar em conta que o volume total dos reservatórios de hidrocarbonetos do Pré-sal possa ser conhecido no futuro, o que permitirá as reservas nacionais de petróleo e gás natural ultrapassarem algumas dezenas de bilhões de barris de óleo equivalente.

6.2 A Evolução da Produção Nacional de Petróleo

A ampliação das reservas de petróleo, sob o modelo regulatório monopolista de exploração e produção, impactou diretamente a produção nacional de petróleo e gás natural, que acompanhando as atividades exploratórias, passou a desenvolver um modelo de produção *offshore*, com o início dessas atividades nas bacias da margem leste brasileira.

A elevação da produção de petróleo e gás natural entre os anos 1970 e 1990 está diretamente relacionada aos reservatórios carbonáticos e arenitos turbidíticos da Bacia de Campos, que permitiram à Petrobras saltar da produção de 500 mil barris/dia em 1984 para

ultrapassar a marca de um milhão de barris/dia em 1999. Desta maneira, a Petrobras levou 31 anos para produzir 500 mil barris/dia (Figura 8) e, em virtude dos reservatórios em águas profundas e ultraprofundas esta marca foi atingida em 15 anos (Figura 9).



Figura 8. Produção nacional de petróleo entre os anos de 1953 e 1997 sob o regime monopolista. Fonte: EPE, 2016a.



Figura 9. Produção nacional de petróleo entre os anos de 1998 e 2010 sob o regime de concessão. Fonte: EPE, 2016a.

A descoberta de campos gigantes nos reservatórios turbidíticos, entre eles o campo de Roncador na Bacia de Campos, a maior descoberta petrolífera no país (Zalán, 2012), permitiram o aumento da produção nos anos seguintes à retirada da exclusividade na exploração e produção da Petrobras no país (Figura 9).

Após o anúncio oficial pela Petrobras da viabilidade de produção de hidrocarbonetos nos reservatórios do Pré-sal brasileiro em 2006, várias descobertas ocorreram nas bacias de Campos e, principalmente, Santos (Souza & Sgarbi, 2016), que impactaram positivamente o volume produzido de petróleo no país (Figura 10).

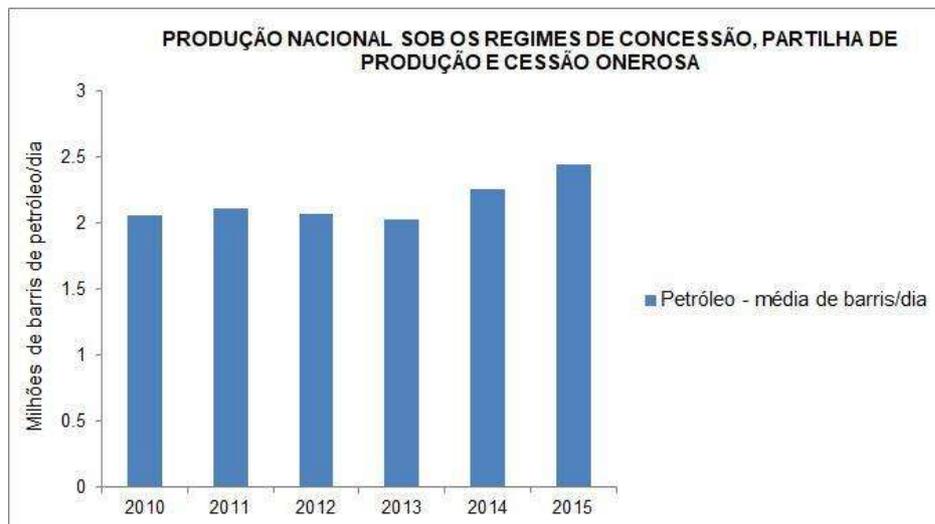


Figura 10. Produção nacional de petróleo entre os anos de 2010 e 2015 sob os regimes de concessão, partilha de produção e cessão onerosa. Fonte: EPE, 2016a.

Embora ocorra o declínio da produção de petróleo nas bacias terrestres e no Pós-sal da Bacia de Campos, a entrada de mais de uma dezena de plataformas de produção nas bacias de Campos e Santos até o final da década, conforme informações contidas no Plano de Negócios e Gestão 2017-2021 da Petrobras (Petrobras, 2016), elevará a produção de petróleo no país a cerca

de quatro milhões de barris/dia até o final da presente década, o que atenderá a demanda nacional por petróleo que em 2016 foi de 3,018 milhões de barris/dia (BP, 2017).

6.3 A Evolução da Arrecadação Tributária

O aumento consistente da produção a partir de 1998 (Figuras 9 e 10), concomitante a elevação da tributação sobre a produção de petróleo e gás natural no país (Tabelas 2 e 3) e da valorização da cotação do barril de petróleo no mercado internacional, levou ao forte aumento da arrecadação financeira por meio dos *royalties* (Figura 11) e da participação especial (Figura 12).

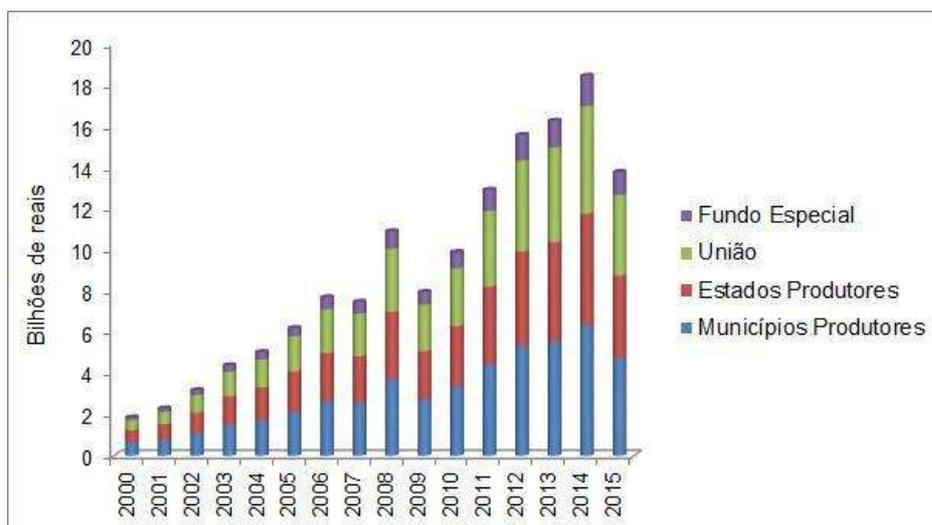


Figura 11. Arrecadação dos *royalties* (ANP não diferencia os *royalties offshore* e *onshore*) entre os anos de 2000-2015. Fonte: ANP, 2016b.

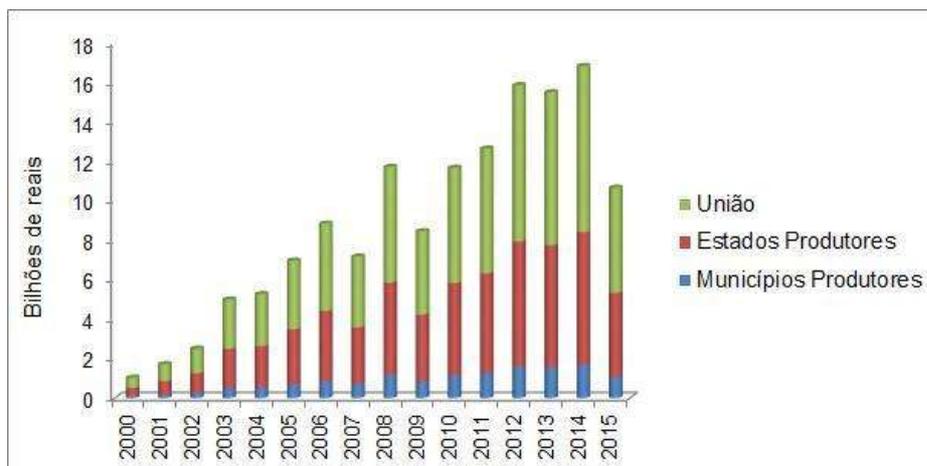


Figura 12. Arrecadação da participação especial entre os anos de 2000-2015. Fonte: ANP, 2016b.

Embora o marco regulatório do Pré-sal tenha estabelecido alterações na distribuição dos *royalties* e participação especial entre a União, Estados e Municípios (Tabelas 2 e 3) na prática, os Estados e Municípios não produtores ainda não ampliaram suas participações em relação aos *royalties* (Figura 11), e tampouco a participação especial (Figura 12), em virtude da produção de petróleo e gás natural nos blocos exploratórios licitados posteriormente a aprovação do marco regulatório, ainda não terem ocorrido.

6.4 A evolução da arrecadação do Fundo Social

Os impactos da produção do Pré-sal no recolhimento dos tributos incidentes na produção petrolífera no país tornam-se evidentes com a evolução da arrecadação do Fundo Social, que saltou de menos de 500 milhões em 2012 para superar os 3,8 bilhões de reais em 2015 (Figura 13), mesmo com a redução drástica da cotação do barril de petróleo no mercado internacional entre 2014 e 2015, que passou de 110 para 50 dólares.

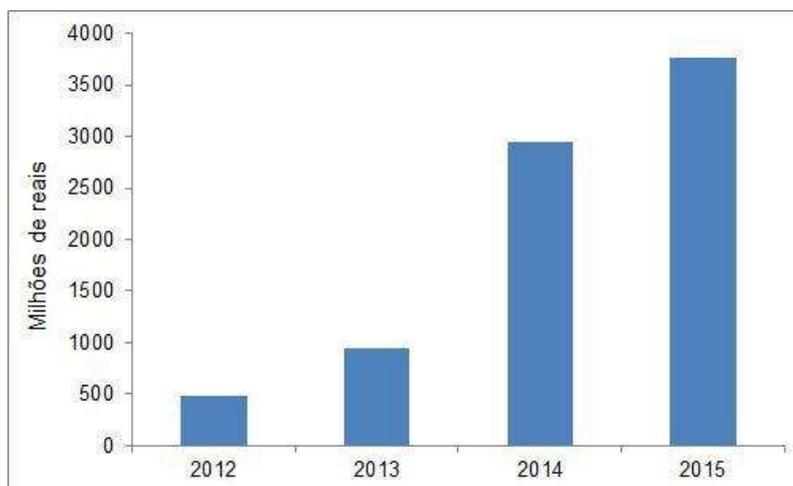


Figura 13. Arrecadação do Fundo Social entre os anos de 2012-2015. Fonte: ANP, 2016b.

7 Discussão

A necessidade de produção de petróleo e gás natural, sobretudo o primeiro, impôs ao país durante quase todo o século XX um esforço monumental para a descoberta de reservatórios de hidrocarbonetos que levasse o Brasil a autossuficiência energética.

A urgência em atender a crescente demanda conjuntamente com o escasso conhecimento geológico sobre as bacias sedimentares brasileiras, que acarretava um alto risco no sucesso das perfurações, resultou na falta de interesse das empresas nacionais e internacionais nas atividades de exploração e produção, obrigando ao Estado brasileiro financiar tais atividades.

A competência e dedicação dos técnicos brasileiros, concomitante aos investimentos realizados pelo Estado por meio da Petrobras, permitiu o aprofundamento do conhecimento geológico e geofísico de praticamente todas as bacias sedimentares brasileiras, por meios das atividades de exploração com pelo menos a realização de um furo em cada uma delas (Figura 14).

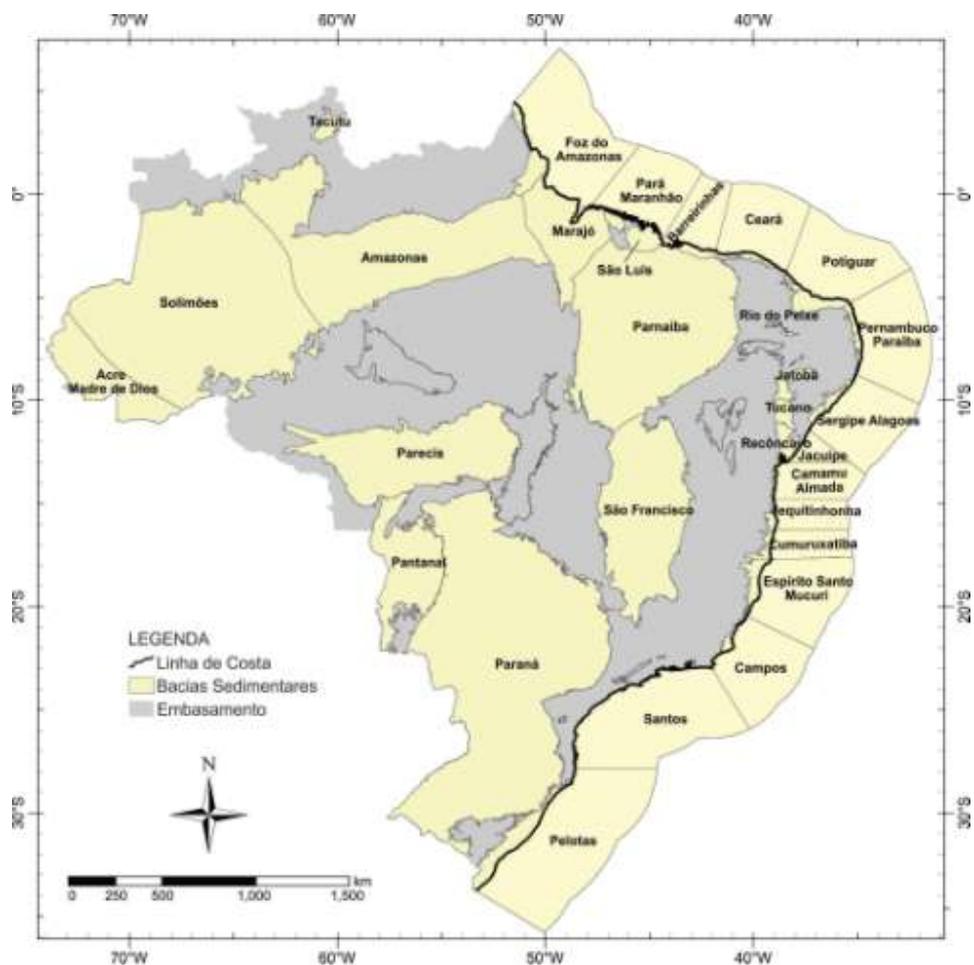


Figura 14. Mapa das bacias sedimentares brasileiras que apresentaram perfuração de poços para o petróleo e gás natural, a partir de 1953. Fonte: ANP, 2016a.

O sucesso exploratório e de produção nas bacias da margem leste brasileira no período monopolista, levou a concentração dos trabalhos exploratórios e produtivos nas bacias Potiguar, Recôncavo, Sergipe, Campos e Espírito Santo, conforme mostrado na Tabela 4. Logicamente, a bacia com o maior número de poços, não será a maior produtora, como o exemplo da Bacia de Campos que desde o final dos anos de 1970 apresenta a maior produção diária de petróleo e gás natural, embora tenha tido um menor número de poços perfurados ao longo da história, em comparação as Bacias Potiguar, Recôncavo e Sergipe (Tabela 4).

BACIA	Monopólio (1953-1995)	Transição(1996-1999)	Concessão(2000-2015)
ACRE-MADRE DE DIOS	11	0	0
ALAGOAS	696	13	187
ALMADA	20	1	3
AMAZONAS	198	5	11
BARREIRINHAS	117	0	4
B.VIZEU	2	0	0
CAMAMU	60	0	31
CAMPOS	1318	186	1659
CEARÁ	207	10	11
CUMURUXATIBA	40	3	5
ESPÍRITO SANTO	1073	55	758
FOZ DO AMAZONAS	89	0	6
JACUIPE	1	0	0
JATOBÁ	2	0	0
JEQUITINHONHA	34	1	5
MARAJÓ	18	0	0
MUCURI	42	0	14
PANTANAL	13	0	0
PARÁ-MARANHÃO	33	0	1
PARANÁ	116	3	6
PARNAÍBA	41	0	63
PARECIS	2	0	1
PELOTAS	19	0	1
PERNAMBUCO-PARAÍBA	3	0	0
POTIGUAR	4751	475	2965
RECÔNCAVO	5295	15	966
RIO DO PEIXE	0	0	5
SANTOS	107	4	362
SÃO FRANCISCO	2	0	37
SÃO LUÍS	18	0	0
SERGIPE	3330	73	1109
SOLIMÕES	175	39	128
TUCANO CENTRAL	13	0	0
TUCANO NORTE	5	0	0
TUCANO SUL	127	3	5
TACUTU	2	0	0

Tabela 4. Número de poços perfurados entre 1953 e 2015 nas diversas bacias sedimentares brasileiras. Em destaques as bacias com maior número de poços. Fonte: ANP, 2016a.

As atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural da Petrobras no período do monopólio foram responsáveis pela geração do modelo de evolução geológica das bacias da margem leste brasileira que culminaram com as descobertas dos reservatórios carbonáticos e dos arenitos turbidíticos no Pós-sal, entre eles o campo de Roncador na Bacia de Campos, que possibilitaram o aumento das reservas e da produção de petróleo no período pós monopólio.

A situação das principais bacias com atividades exploratórias pouco se alterou com a introdução do regime de concessão de campos para a exploração e produção de hidrocarbonetos no país, embora a fundamentação do governo federal da época para a mudança do marco regulatório fosse à ampliação dos trabalhos exploratórios nas diversas bacias sedimentares brasileiras, que acarretaria no estabelecimento de novas fronteiras exploratórias. Entretanto, esta realidade não foi concretizada, pela continuidade da concentração das atividades exploratórias e de produção nas bacias mais importantes do período monopolista, com a exceção da Bacia do Parnaíba, como mostra a Tabela 4.

A ausência de dinamização das atividades de exploração e produção no Brasil no período concessionário demonstra que as companhias de petróleo buscavam investimentos em áreas onde o risco exploratório seria baixo, diferentemente da principal premissa para a abertura do mercado de exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil. O resultado seria o fortalecimento do setor em virtude da atração dos investimentos para todas as bacias sedimentares, realidade que não se concretizou, obviamente porque o investidor sempre busca o maior retorno com o menor risco possível.

Nas 13 rodadas de concessões dos campos ofertados pela ANP desde a abertura do mercado de exploração e produção de petróleo no Brasil, a Petrobras permanece como a maior operadora no país, apesar da entrada no Brasil de 74 empresas internacionais vencedoras nas licitações da

ANP, que somadas as 48 empresas nacionais constituídas para tal propósito ou advindas do setor de engenharia, arremataram centenas de campos ofertados (ANP, 2017).

Normalmente credita-se o aumento do desempenho da Petrobras em termos de produção de petróleo e gás natural a partir da segunda metade da década de 1990, à abertura do mercado brasileiro para a exploração e produção de petróleo e gás natural. Isto iria forçar a Petrobras a adotar uma estratégia de formação de consórcios para as atividades de exploração e produção, visando adquirir *know how* e eficiência em um ambiente competitivo.

Na verdade, o alto risco no sucesso das descobertas dos novos reservatórios nas bacias sedimentares brasileiras, implicou na quase obrigatoriedade das empresas estrangeiras e também nacionais, em associarem-se à Petrobras, formando consórcios. Por sua vez a Petrobras beneficiou-se da formação desses consórcios, ao reduzir os riscos e, ao mesmo tempo pôde concentrar suas atividades de exploração nas bacias de menor risco exploratório (Tabela 4).

Outra consequência positiva para a Petrobras foi o aumento proporcional no número de perfurações em relação ao período do monopólio (Figura 2), reduzindo os riscos nas atividades de exploração e produção.

A Petrobras pôde então aumentar a sua *expertise* geológica como consequência de ter realizado o maior número de perfurações no país, permitindo vislumbrar o desenvolvimento do modelo geológico dos reservatórios do Pré-sal brasileiro.

A viabilidade do modelo geológico para a produção dos reservatórios de hidrocarbonetos sob a sequência evaporítica proporcionou a redução dos riscos no sucesso das perfurações *offshore* no Brasil.

O sucesso exploratório no país saltou de 59% em 2011 para 75% em 2013 (Junior & Correa, 2014), além da redução do custo de produção, em virtude da alta produtividade dos poços produtores e do aperfeiçoamento dos processos de produção, somado ao volume e a qualidade do

óleo, tal fato gerou a oportunidade de alterar o marco regulatório das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil.

O atual marco regulatório do Pré-sal visava maximizar o aproveitamento do excedente econômico gerado pela produção nos reservatórios do Pré-sal, por meio da maior captação da renda produzida e fortalecer a Petrobras. Assim, a regulação das atividades de Exploração e Produção estabeleceu uma maior intervenção do Estado em quatro pontos, a saber:

- i) Ampliou a alíquota dos royalties a serem pagos pela Petrobras de até 10% para 15% na produção de hidrocarbonetos sob o regime de partilha da produção;
- ii) Criou a PPSA como representante da União na celebração, regulação e fiscalização dos contratos sob o regime de partilha, efetivando a absorção do excedente econômico pela União;
- iii) Estabeleceu à Petrobras como operadora única na exploração e produção do Pré-sal, tornando-a apta a incorporar o lucro produzido na produção;
- iv) A capitalização da Petrobras, efetivada pela cessão onerosa das reservas de 5 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), visou alavancar os investimentos necessários para a implementação da produção de parte do Pré-sal. Outro aspecto foi o aumento do controle acionário da Petrobras pela União, ampliando os dividendos pagos pela estatal ao controlador, podendo ser visto como uma investida da União em “reestatizar” a Petrobras.

O potencial de produção dos reservatórios de petróleo e gás natural sob a sequência evaporítica, atraiu as atenções do governo federal da época que se vislumbrava a aprovação pelo Congresso Nacional, do marco regulatório do Pré-sal. Foi uma oportunidade de desenvolvimento nacional, baseado nas experiências internacionais dos países detentores de grandes reservas de petróleo e gás natural.

A experiência norueguesa, justamente o segundo marco mundial na exploração e produção *offshore* de hidrocarbonetos, ia de encontro às aspirações brasileiras de desenvolvimento social e econômico a partir da produção dos reservatórios do Pré-sal.

Para (Bercovici, 2011), a Noruega ao explorar os reservatórios de hidrocarbonetos no Mar do Norte na década de 1960, decidiu não aceitar o padrão de exploração e produção por meio do sistema de concessões, impondo uma maior participação e direção da indústria petrolífera por parte do Estado.

As experiências internacionais bem sucedidas demonstram que o Fundo Soberano torna-se o instrumento mais apropriado para a indução do desenvolvimento social, econômico e tecnológico de um país com abundantes reservas de hidrocarbonetos, ao mesmo tempo em que o Fundo Social criado transforma os recursos atuais em dividendos para as futuras gerações, constituindo uma espécie de “poupança”. Tal premissa foi adotada na proposta do Marco Regulatório do Pré-sal, que contaria com a integral destinação das receitas devidas a União.

A União, por ser a proprietária dos recursos energéticos e minerais (Brasil, 1988), a princípio, deveria captar a maior parcela da renda petrolífera que permitiria uma forte capitalização do Fundo Social gerada pela produção dos reservatórios de hidrocarbonetos sob a sequência evaporítica. Entretanto, a disputa entre a União, os Estados e Municípios por mais recursos financeiros enfraquecerá a pujança do Fundo Social.

A busca histórica, quase incessante, dos Estados e Municípios por aumento das receitas junto a União encontrou na crescente produção de petróleo e gás natural, dos últimos 30 anos, uma maneira de incrementar seus orçamentos.

A disputa pelo aumento das receitas, Estados e Municípios, por meio de pressão no Congresso Nacional conseguiram aprovar mudanças legais, que permitiram aos não produtores

deter uma maior participação dos tributos incidentes na produção, superando a União, Estados e Municípios produtores.

A distorção na distribuição entre a União, Estados e Municípios, das receitas oriundas da tributação na produção de petróleo e gás natural enfraquecerá o Fundo Social, instrumento que poderia ser dinamizador dos potenciais econômicos do país, reduzindo as desigualdades regionais e melhorando as condições sociais da população brasileira.

8 Conclusões

A evolução da exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil esteve acompanhada de mudanças no marco regulatório que, por sua vez estão diretamente relacionadas aos embates econômicos e políticos, no cenário internacional de suas épocas.

No primeiro momento, o regime monopolista somente foi possível pela falta de interesse das multinacionais do petróleo e de financiamentos para os grupos empresariais nacionais em atuarem no setor, motivados pelo desconhecimento geológico sobre o potencial petrolífero das bacias nacionais e pelo controle do mercado local pelas companhias internacionais de petróleo.

No segundo momento, a abertura das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural às empresas estrangeiras ocorreu pelas necessidades impostas pela conjuntura internacional e não pela ausência do aumento das reservas de hidrocarbonetos (Figura 6) e tampouco pela falta de conhecimento geológico e do domínio de tecnologia para a produção *offshore*.

O marco regulatório do Pré-sal permite a maximização dos ganhos com a produção dos reservatórios abaixo da seção evaporítica, por meio do aumento arrecadatário dos royalties e da participação especial, além do aumento da competitividade da Petrobras junto aos seus concorrentes, em virtude do baixo risco exploratório e da alta produtividade dos poços

produtores. Adicionalmente, existe a possibilidade de melhorias nos investimentos em setores estruturantes e tecnológicos, utilizando o Fundo Social como instrumento de desenvolvimento econômico e social nacional.

A viabilidade das explorações dos reservatórios de hidrocarbonetos abaixo da seção evaporítica apresenta a possibilidade de elevação das reservas nacionais de petróleo e gás natural que permitem o aumento consistente da produção.

A produção de petróleo no Pré-sal ultrapassou a do Pós-sal em junho de 2017, e a consequente ampliação da oferta no mercado internacional, apesar da cotação atual flutuar em torno de 70 dólares/barril.

Em um momento de escassas descobertas de expressivos reservatórios de hidrocarbonetos no âmbito internacional, o Pré-sal brasileiro torna-se um ativo estratégico e de grande diferencial competitivo para a Petrobras, em um momento de baixas margens de lucros da indústria mundial do petróleo e gás natural.

O alto índice de sucesso nas perfurações, superior a média mundial, permite a redução dos custos das atividades de exploração e produção que, somados a qualidade do óleo (leve e com alto valor no mercado internacional) e de sua vazão, despertam o interesse das principais companhias petrolíferas internacionais que trabalham em conjunto com seus países de origem.

Os principais *players* internacionais buscam de alguma maneira ter acesso às estratégicas reservas do Pré-sal, como evidenciados pelos acordos recentes entre a Petrobras e a norueguesa Statoil e a francesa Total e, sobretudo pelas discussões no Congresso Nacional na retirada da obrigatoriedade da Petrobras em participar do desenvolvimento dos campos produtores do Pré-sal que resultou na Lei nº 13.365, de 29 de novembro de 2016 (Brasil, 2016), abrindo caminho para a expansão das atividades das petroleiras internacionais que atuam no país, além da entrada daquelas que não vieram ou desistiram no primeiro período de abertura.

9 Referências

- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2001. *Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural*. Rio de Janeiro (RJ), 156p.
- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2016a. Banco de Dados de Exploração e Produção – BDEP. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/folderes/2416-bdep-banco-de-dados-de-exploracao-e-producao>. Acesso em 1 Jun. 2017.
- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2016b. Participações Governamentais Consolidadas. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/participacoes-governamentais-consolidadas> . Acesso em 30 Nov. 2016.
- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2017. Resultado das rodadas de licitações de blocos por rodada. Disponível em: www.brasil-rounds.gov.br . Acesso em 1 Jun. 2017.
- Aquino, G. D. & Lana, M. D. C. 1990. Exploração na Bacia de Sergipe-Alagoas: O “Estado da Arte”. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 4 (1): 75-84.
- Bain, C. & Tozzini, F. 2009. *Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural*. Bain & Company e Tozzini Freire Advogados, Relatório I, 240p.
- Bercovici, G. 2011. *Direito Econômico do Petróleo e dos Recursos Minerais*. São Paulo, Quartier Latin, 397p.
- Brasil, 1953. Lei nº 2.004 de 3 de outubro de 1953. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L2004.htm. Acesso em 30 Nov. 2016.
- Brasil, 1969. Decreto-Lei nº 523, de 8 de abril de 1969. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1965-1988/De10523.htm. Acesso em 25 Agos. 2017.
- Brasil, 1985. Lei n.º 7.453, de 27 de dezembro de 1985. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/1980-1988/L7453.htm. Acesso em 25 Agos. 2017.

- Brasil, 1988. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao.htm. Acesso em 18 Set. 2017.
- Brasil, 1989. Lei nº 7.990 de 28 de dezembro de 1989. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L7990.htm. Acesso em 25 Agos. 2017.
- Brasil, 1995. Emenda Constitucional nº 9, de 9 de novembro de 1995. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/emendas/emc/emc09.htm. Acesso em 18 Set. 2017.
- Brasil, 1997. Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm. Acesso em 18 Set. 2017.
- Brasil, 2009a. Exposição de Motivos nº 119, de 31 de agosto de 2009. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Projetos/EXPMOTIV/EMI/2009/119%20-%20MF%20MME%20MP%20MDIC%20CCIVIL.htm. Acesso em 22 Out. 2017.
- Brasil, 2009b. Projeto de lei nº 5940, de 1 de setembro de 2009. Disponível em: <http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=447936>. Acesso em 22 Out. 2017.
- Brasil, 2010a. Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12276.htm. Acesso em 22 Out. 2017.
- Brasil, 2010b. Lei nº 12.304 de 2 de agosto de 2010. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L1304.htm. Acesso em 22 Out. 2017.
- Brasil, 2010c. Lei nº 12.351 de 22 de dezembro de 2010. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12351.htm. Acesso em 22 Out. 2017.
- Brasil, 2012. Lei 12.734 de 30 de novembro de 2012. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/lei/l12734.htm. Acesso em 22 Out. 2017.

- Brasil, 2016. Lei 13.365 de 29 de novembro de 2016. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/L13365.htm. Acesso em 22 Out. 2017.
- BP - British Petroleum, 2017. BP Statistical Review of World Energy. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>. Acesso em 25 Agos. 2017.
- EIA - Energy Information Administration, 2016. US crude oil first purchase price. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=p&s=f000000__3&f=m. Acesso em 30 Nov. 2016.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2016a. *Balanço Energético Nacional*. Rio de Janeiro, 292p.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2016b. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2013-2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Zoneamento-Nacional-de-Recursos-de-Oleo-e-Gas-2013-2015>. Acesso em 15 Jun. 2017.
- Junior, O.A.P. & Correa, A.C.F. 2014. A PPSA e os Desafios do Pré-Sal: Riscos e Oportunidades para o País. In: OS DESAFIOS DO PRÉ-SAL: RISCOS E OPORTUNIDADES PARA O PAÍS. Apresentação. Campinas: Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), 4 de junho.
- Mendonça, P. M. M.; Spadini, A. R. & Milani, E. J. 2004. Exploração na PETROBRAS: 50 anos de sucesso. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 12 (1): 1-55.
- Milani, E. J.; Brandão, J.A.S.L.; Zalán, P.V. & Gamboa, L.A.P. 2000. Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas. *Revista Brasileira de Geofísica*, 18 (3): 352-396.

- Petrobras, 2016. Plano de Negócios e Gestão 2017-2021. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/plano-de-negocios-e-gestao>. Acesso em 1 Dez. 2016.
- Ribeiro, M.R.S. 2015. *Direito do Petróleo*. Rio de Janeiro, Renovar, 717p.
- Serra, R. V. 2011. O novo marco regulatório do setor petrolífero brasileiro: Dádiva ou maldição . In: PIQUET, R. (Org.). *Mar de riquezas, Terras de contrastes: o petróleo no Brasil*. Mauad X/ Faperj, p.141-160.
- Sousa, F. J. R. 2011. *A cessão onerosa de áreas do pré-sal e a capitalização da Petrobras*. Brasília. Câmara dos Deputados/Consultoria Legislativa, Estudo, 17p.
- Souza, L.S. & Sgarbi, G.N.C. 2016. Bacia de Santos: De promissora a principal bacia produtora de hidrocarbonetos do Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 48, Porto Alegre, Sociedade Brasileira de Geologia, Resumos, p. 278-279.
- Suárez, L. P. L. 2012. *Renda petrolífera: geração e apropriação nos modelos de organização da indústria brasileira*. Programa de Pós-Graduação em Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, Tese de Doutorado, 193p.
- SWFI - Sovereign Wealth Funds Institute, 2016. Sovereign Wealth Fund Rankings. Disponível em: <https://www.swfinstitute.org/sovereign-wealth-fund-rankings/>. Acesso em 12 Mar. 2017.
- Tolmasquim, M.T. & Junior, H.Q.P. 2011. *Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo*. Rio de Janeiro, Synergia, 327p.
- Zalán, P.V. 2012. Recursos Petrolíferos. In: HASUI, Y.; CARNEIRO, C.D.R.; ALMEIDA, F.F.M. & BARTORELLI, A. (Orgs.). *Geologia do Brasil*. Beca Edições, p. 833-837.

4 - A GEOPOLÍTICA DO PETRÓLEO E O PRÉ-SAL BRASILEIRO

4.1 - Introdução

A internacionalização das operações de exploração, produção e distribuição de derivados da Standard Oil e da Royal Dutch Shell no exterior, a primeira no final do século XIX e, a segunda no início do século XX, foram os principais responsáveis pelo desenvolvimento da Geopolítica do Petróleo⁵, por meio da construção de fortes relações de interdependência entre países consumidores e produtores.

Na medida em que as companhias internacionais de petróleo expandiam suas atividades no exterior, a ponto de controlar todo o mercado mundial de petróleo, as conseqüentes reações dos países com as maiores reservas se tornaram inevitáveis.

A formação de várias companhias nacionais de petróleo resultou na mudança progressiva do controle dos países em desenvolvimento sobre a maior parte das reservas mundiais de petróleo e gás natural.

O embate entre os países desenvolvidos e grandes consumidores de energia com os países detentores de grandes reservas de hidrocarbonetos, na sua maioria, países em desenvolvimento, induziram ao uso de pressões políticas e econômicas e, muitas vezes militar, por parte dos grandes consumidores de hidrocarbonetos sobre as reservas de petróleo e gás natural dos países produtores, ao longo do século XX e no atual.

A escassez de novas descobertas mundiais com grande volume de petróleo e gás natural, o declínio da produção de hidrocarbonetos *offshore* em regiões tradicionais e as incertezas sobre a expansão da produção dos reservatórios não convencionais, sobretudo nos Estados Unidos e Canadá, neste momento de manutenção da baixa cotação do barril de petróleo no mercado internacional, tem imposto fortes pressões aos países detentores de reservas estratégicas de hidrocarbonetos, em especial ao Pré-sal brasileiro.

O potencial do volume das reservas, a qualidade do óleo, a excepcional vazão dos poços produtores e o custo baixo de produção credenciam o Pré-sal brasileiro, a ser o terceiro marco

⁵ Neste capítulo, utilizamos como base referencial as obras: “As Sete Irmãs” e “O petróleo: uma história mundial de conquistas, poder e dinheiro”. Ambos, em razão de suas relevâncias internacionais para os respectivos períodos analisados da Geopolítica do Petróleo.

mundial da indústria de petróleo e gás natural *offshore*, depois das descobertas dos reservatórios de hidrocarbonetos do Golfo do México e Mar do Norte no século passado.

4.2 - As companhias internacionais do petróleo

Embora tenha havido a perfuração do poço pioneiro mundial de petróleo na Rússia em 1846 (Barnes & Winter, 2003), a perfuração do poço de petróleo ocorrido no vale de Oil Creek, próximo à cidade de Titusville, localizado no nordeste do Estado da Pensilvânia nos Estados Unidos em 1854, iniciou uma transformação sem precedentes no mercado de energia em todo o mundo, sobretudo pela estruturação empresarial e do mercado de petróleo, que tem apresentado inúmeras alterações ao longo dos mais de 160 anos de história.

Yergin (2012) aponta que o desenvolvimento da indústria do petróleo ocorreu nos Estados Unidos pela combinação de fatores econômicos e técnicos, tais fatores podem ser elencados:

- (i) O crescimento populacional e a transformação econômica que a Revolução Industrial disseminava por todo o planeta, em especial nos Estados Unidos, intensificaram a demanda por uma iluminação artificial superior ao simples pavio impregnado de alguma gordura animal ou óleo vegetal;
- (ii) Os equipamentos mecânicos, tais como os novos teares e os motores a vapor, exigiam uma lubrificação melhor do que a gordura animal utilizada;
- (iii) As conhecidas exudações de petróleo na Pensilvânia eram retiradas da superfície de forma precária e em quantidade insuficiente para atender a crescente demanda nacional;
- (iv) A ausência de lampiões nos Estados Unidos adaptados para a queima do querosene foi solucionada com importação proveniente da Europa a um preço acessível.

O desenvolvimento da indústria do petróleo nos Estados Unidos levou a uma corrida desenfreada em busca de novos campos produtores na segunda metade do século XIX, inicialmente na Pensilvânia, passando por Ohio, Kansas e Califórnia (Sampson, 1976).

A desorganização do setor nos Estados Unidos na época, evoluiu para a organização do mercado, a partir da estruturação de uma empresa dominante e de suas filiais, que passou a controlar a oferta e combater a concorrência de forma impiedosa, a Standard Oil (Yergin, 2012).

Após o domínio do mercado local, a Standard Oil passou a exportar petróleo e derivados para Europa, Oriente Médio e Extremo Oriente (Sampson, 1976).

A importância das exportações era vital para a Standard Oil, pois representava 70% de todo o seu faturamento em 1885, obrigando a companhia a possuir uma rede de representantes por todo o mundo e seu próprio serviço de espionagem para levantar informações a respeito das iniciativas das companhias competidoras ou de governos (Sampson, 1976), situação esta que sempre esteve presente no desenvolvimento da indústria do petróleo no Brasil antes e depois da criação da Petrobras (Colby & Dennett, 1995).

A hegemonia da Standard Oil e, sobretudo, a prática de inúmeras medidas anti-concorrenciais no mercado norte-americano levou a várias denúncias publicadas na imprensa que ajudaram a despertar a atenção, primeiro do Estado e depois do Congresso Nacional norte-americano juntamente com o governo federal dos Estados Unidos, ainda no final do século XIX (Sampson, 1976).

Os questionamentos sobre a dimensão do controle da Standard Oil sobre o mercado petrolífero norte-americano acarretaram no desmembramento da companhia em decisão da Suprema Corte dos Estados Unidos em 1911. Tal fato, iniciou a formação de um seleto grupo de empresas de petróleo dos Estados Unidos, Inglaterra e Holanda que controlariam todo o mercado mundial de petróleo até 1960 (Sauer, 2016), atuando desde a exploração até a distribuição dos derivados de petróleo e, que viriam a ter a alcunha de Sete Irmãs dada por Enrico Mattei presidente da *Ente Nazionale Idrocarburi S.p.A.* (ENI), estatal italiana do petróleo nos anos 1950 (Yergin, 2012).

Nos Estados Unidos, as subsidiárias da Standard Oil (liderada por John Rockefeller) originaram três das Sete irmãs (Sauer, 2016):

- (i) A Standard Oil de Nova Jérsei transformou na Exxon;
- (ii) A Standard Oil de Nova Iorque originou a Mobil;
- (iii) A Standard Oil da Califórnia foi sucedida pela Chevron.

As outras duas Irmãs norte-americanas foram criadas a partir da produção dos reservatórios de petróleo no Texas no início do século XX, que foram a Gulf e a Texaco (Yergin, 2012) (Figura 3).



Figura 3. Países sedes das Sete Irmãs. Elaborado pelo autor a partir das informações extraídas de Yergin, 2012.

*A empresa foi constituída em 1907, a partir da fusão da holandesa Royal Dutch Petroleum Company e a inglesa Shell Transport and Trading Company Limited.

Após a consolidação da indústria do petróleo nos Estados Unidos e do declínio de suas reservas, a internacionalização das atividades de exploração e produção do exterior era imperativa, sendo o mais racional, iniciar pelos países vizinhos, como ocorreu com as descobertas dos reservatórios no México e Canadá.

Por outro lado, a concorrência europeia na vanguarda da indústria do petróleo, sobretudo Inglaterra e Holanda, que acabaram se unindo para constituir a Royal Dutch Shell (sexta Irmã) em 1907 (Figura 3).

A criação da Shell decorreu da quase inexistência de reservatórios de petróleo nos respectivos países, suas indústrias e os mercados externos em que atuavam foram desenvolvidos a partir da produção dos reservatórios de hidrocarbonetos no exterior, inicialmente na Rússia ainda no século XIX e, no Irã e Venezuela no início do século XX.

A partir do acirramento das tensões navais entre Inglaterra e Alemanha que antecederam a I Guerra Mundial e, a necessidade de modernização da frota naval inglesa, coube ao Almirante da Reserva, John Arbuthnot Fisher, sob a administração do Primeiro Ministro Winston Churchill, liderar a substituição do uso de carvão por óleo combustível, nos motores dos navios de guerra da marinha inglesa, da mesma forma, que já havia sido realizadas pelas forças navais da Alemanha e dos Estados Unidos (Yergin, 2012).

A necessidade de garantir o suprimento de petróleo, com preços seguros, a níveis confiáveis, por um longo período, além da urgência em promover uma alternativa ao oligopólio das companhias norte-americanas e da Shell e, ao mesmo tempo, auxiliar financeiramente a Anglo Persian Oil Company (APOC), que enfrentava dificuldades, que não sendo sanadas, provavelmente seria adquirida pela Shell (Yergin, 2012), determinaram o anúncio do Primeiro Ministro, Winston Churchill, da compra de 51% da participação societária na APOC, que fora criado em 1901 para explorar os reservatórios no Irã (Sampson, 1976).

A aquisição criou a British Petroleum (a última Irmã) (Figura 3), ocorreu exatamente três meses antes da deflagração da I Guerra Mundial em 1914, o que permitiu o fornecimento seguro do petróleo persa durante o conflito, tendo contribuído para a vitória do Reino Unido e de seus aliados (Sampson, 1976).

A grande demanda por petróleo e seus derivados na I Guerra Mundial e, as escassas descobertas de petróleo, nos anos subsequentes ao término do conflito mundial, levou ao temor generalizado do esgotamento das reservas, sobretudo nos Estados Unidos, impactando de tal modo, no valor do barril de petróleo, a ponto de triplicar a cotação entre 1916 e 1920 (Yergin, 2012).

Por outro lado, a evolução da geofísica, a partir do uso militar na I Guerra Mundial, da micropaleontologia e, das novas tecnologias e equipamentos de perfuração, viabilizaram nos anos seguintes, as descobertas de petróleo e gás natural, tanto nos Estados Unidos quanto no exterior.

A busca por novas fontes de petróleo foram direcionadas para novas fronteiras exploratórias, principalmente, o Golfo Pérsico, entre outras razões, pela descoberta de petróleo no Irã em 1908. Desta forma, vários sucessos exploratórios ocorreram em diferentes países da região, nos vinte anos seguintes: Iraque (1927), Bahrein (1932) e Kuwait (1938).

Nesse cenário, a Socal realizou a última grande descoberta de petróleo no Golfo Pérsico, justamente, no país com a maior extensão territorial e desprovido de infraestrutura para o escoamento e exportação de petróleo (Yergin, 2012). O êxito foi logrado na porção leste da Arábia Saudita em 1938, iniciando a indústria do petróleo e gás natural no país, que tornaria posteriormente, o maior produtor mundial de petróleo.

A falta de controle sobre a oferta, marca a indústria internacional do petróleo, ao longo de sua história, que alterna momentos de superprodução e, em outros, de escassez. Tal descontrole encontrou ao longo dos anos, agentes estabilizadores da relação oferta e demanda.

Desde os primeiros anos da indústria mundial do petróleo, as companhias controladas por John Rockefeller conseguiram organizar o mercado de produção, refino e distribuição de derivados de petróleo nos Estados Unidos. A partir do início do século XX, as companhias desmembradas da Standard Oil juntamente com a Gulf, Texaco, Royal Dutch Shell e a British Petroleum exerceram este controle em termos mundiais, que perdurou até o I Grande Choque do Petróleo em 1973, quando o controle passa para a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

O impacto nas cotações do barril de petróleo nos anos seguintes ao I Grande Choque do Petróleo atingiu os grandes países consumidores, sobretudo, os Estados Unidos, Inglaterra e Holanda, países sedes das maiores companhias internacionais de petróleo que, além do aumento dos custos de importações do petróleo, sofreram perdas do controle das suas empresas sobre as reservas de petróleo e gás natural no Oriente Médio. Tal fato acarretou mudança da relação das companhias internacionais, de produtor para compradores de petróleo e gás natural dos países do Oriente Médio.

O controle dos países produtores da OPEP sobre suas reservas de hidrocarbonetos seria completado com a criação da estatal de petróleo venezuelana Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) em 1976, que passou a controlar todo o setor de petróleo e gás natural do país, após o término dos contratos de concessão celebrados nas décadas anteriores.

O aumento dos recursos provenientes das exportações de petróleo no Irã durante a década de 1970 não foi traduzido na redução da grande desigualdade econômica e social da população iraniana, na verdade o aumento da arrecadação iraniana agravou ainda mais a situação do país que resultou na agitação política e pela tomada do poder pelos muçulmanos radicais, sob a liderança do Aiatolá Khomeini.

A queda do xá iraniano Reza Pahelvi um muçulmano moderado, pró ocidente, para os xiitas liderado por Khomeini, um profundo crítico dos valores ocidentais, acarretou no bloqueio momentâneo das exportações de petróleo para os maiores consumidores mundiais e concomitante a nacionalização da indústria de hidrocarbonetos do 3º maior produtor mundial de petróleo à época, acarretou na formação do II Choque do Petróleo em 1979, que elevou a cotação do barril de petróleo para US\$ 21,59 dólares em 1980 e US\$ 31.77 no ano seguinte.

A redução do crescimento econômico mundial ao longo da década de 1980, somada a ampliação da oferta do petróleo soviético no mercado internacional (Krysiak, 2007) levou a queda da cotação do barril de petróleo a partir de 1982 (Capítulo II).

A retração dos preços do barril de petróleo no mercado internacional ocasionou na redução dos investimentos mundiais na atividade de exploração de hidrocarbonetos, que conseqüentemente aumentou a dependência do fornecimento externo das companhias internacionais de petróleo nos anos seguintes, sobretudo dos países membros da OPEP.

Nas décadas seguintes, com a manutenção do controle da maior parte das reservas de hidrocarbonetos nas mãos dos membros da OPEP e de outros produtores como a Rússia, restringiu os investimentos em exploração e produção de petróleo e gás natural por parte das companhias internacionais, principalmente, em novas fronteiras com alto grau de risco exploratório, como a margem oeste africana (African Development Bank, 2009), o noroeste e o extremo oriente da Rússia (Krysiak, 2007), além das bacias da margem leste e equatorial do Brasil após a abertura no mercado de petróleo e gás natural em 1995 (Capítulo II).

4.3 - Rússia

Embora existam divergências, o marco pioneiro da indústria mundial do petróleo foi a perfuração do poço em Bibi-Aybat no ano de 1846, próximo a cidade de Baku (atual Azerbaijão), pertencente naquela época ao Império Russo (Barnes & Winter, 2003), treze anos anterior ao primeiro poço perfurado em Titusville nos Estados Unidos (Yergin, 2012).

Após a perfuração industrial do primeiro poço, na região de Baku, a grande distância para as principais cidades do império russo tornavam difícil e caro o transporte, dificultando a expansão da produção de petróleo no Cáspio (Ermolaev, 2017) sob o monopólio czarista, entretanto, com a abertura do mercado russo em 1873 (Yergin, 2012), a região passou por um forte crescimento na produção de petróleo.

A abertura às empresas estrangeiras para a exploração e produção de petróleo na borda entre Europa e Ásia, permitiu um fornecimento seguro de petróleo para os países europeus ao passo que desvencilhavam da dependência do fornecimento da Standard Oil e, ao mesmo tempo possibilitou o desenvolvimento de empresas petrolíferas europeias, entre as quais a Royal Dutch Shell.

Paralelamente a expansão da produção de petróleo na região de Baku, outros reservatórios foram descobertos na região do Cáucaso (Figura 4) sob o domínio do Império Russo, que foram responsáveis por 30% da produção global na segunda metade do século XIX (Gazprom, 2006).



Figura 4. Regiões produtoras de petróleo e gás natural na Rússia. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da EIA, 2014.

Na primeira década do século XX, a produção de petróleo russo entrou em declínio, principalmente na região de Baku (Ermolaev, 2017), que piorou na década seguinte com a deflagração da I Guerra Mundial e o estabelecimento da guerra civil russa. Sendo os bolcheviques vitoriosos, impuseram a nacionalização da indústria de petróleo russo sob o regime comunista (Sampson, 1976).

Embora as desapropriações dos campos produtores de petróleo tenham gerado descontentamento e a revolta das empresas privadas que atuavam na União Soviética (após a queda do regime czarista), outras empresas aproveitaram a oportunidade para investir na União Soviética, os exemplos das empresas norte-americanas Vacuum e Standard Oil of New York (Gazprom, 2006).

Os novos investimentos das empresas estrangeiras permitiram a recuperação da produção soviética, que teve em 1923 o volume de exportações retornando aos níveis antes da revolução (Gazprom, 2006). Como consequência da normalização do fornecimento ao mercado internacional, tal fato impactou na redução do preço do petróleo no mercado internacional (Sampson, 1976).

A nacionalização da indústria do petróleo na União Soviética influenciaria os movimentos de nacionalização dos recursos energéticos pelos países em desenvolvimento nas décadas seguintes, sobretudo os países da América Latina e Golfo Pérsico.

A produção Cáspio e do Norte do Cáucaso (Figura 4) permaneceu no centro da indústria petrolífera soviética até a II Guerra Mundial, que possibilitou o rápido desenvolvimento industrial do país. O controle sobre a produção de petróleo na região de Baku foi a peça central na estratégia alemã durante a II Guerra Mundial, a ponto de a União Soviética perder por um período o controle dos reservatórios (Gazprom, 2006).

A vulnerabilidade do fornecimento externo de petróleo era uma das preocupações das autoridades alemãs, que justificou as pretensões da Alemanha no desenvolvimento das atividades de exploração e produção nas bacias brasileiras de Alagoas e Camamu-Almada nos anos 1930, antes da deflagração da II Guerra Mundial (Cohn, 1968).

Após a II Guerra Mundial, a produção de petróleo soviético iniciou a transição para o norte do país, principalmente para as regiões de Volga e Urais (Figura 4), cujos reservatórios foram descobertos em 1929 (Ermolaev, 2017), passando a deter uma progressiva relevância para o país.

A partir do aumento da produção nas regiões de Volga e Urais, a União Soviética ultrapassou a Venezuela na produção mundial de petróleo, ficando atrás dos Estados Unidos e produzindo um volume equivalente a 75% da produção total do Oriente Médio (Yergin, 2012).

O forte crescimento da produção de petróleo soviético a partir dos anos 1950 acarretou no aumento do excedente para a exportação, consolidando duas estratégias da política externa do país: ampliar as receitas oriundas das exportações de petróleo, ao expandir a sua participação no mercado internacional, por meio da venda de petróleo abaixo da cotação internacional, inclusive para o Brasil (NPC, 1964) e, do fornecimento de petróleo para países sob a sua esfera de poder, justamente no período do auge da Guerra Fria.

Nos anos 1950, a entrada de petróleo barato soviético no mercado internacional impactaram tanto as companhias internacionais de petróleo que tiveram que reduzir seus preços, como os países do Oriente Médio, que passaram a receber menos royalties pela produção das companhias estrangeiras (NPC, 1964). Esta consequência da política externa soviética serviu como um dos catalisadores da formação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) (Gazprom, 2006).

O pico da produção de petróleo nas regiões de Volga e Urais ocorreu em 1975, posteriormente com o declínio das reservas nestas regiões acima do esperado e, a produção nacional foi compensada com a expansão da produção de petróleo nos reservatórios na porção ocidental da Sibéria (Figura 4), descobertos em 1960 e iniciado a produção em 1968 (Ermolaev, 2017).

As grandes reservas de petróleo e gás natural da porção oeste da Sibéria permitiu o segundo período de expansão da produção de petróleo soviético e, conseqüentemente das exportações que, associado ao aumento da cotação do barril de petróleo no mercado internacional, após os dois grandes choques (1973 e 1979), tornou o país dependente econômico da produção e das exportações de petróleo.

A dependência econômica soviética por meio dos recursos auferidos pelas exportações de petróleo durante o *boom* das cotações do barril de petróleo nos anos 1970 e início dos anos 1980 impactou na retração dos setores industriais e agrícola do país, que não conseguiram atender as necessidades da União Soviética, gerando a necessidade de aumentar as importações. A concentração econômica em um setor em detrimento dos demais é conhecida como “doença holandesa” (“*dutch disease*”).

A instalação da doença holandesa na economia soviética nos anos 1980, somada a retração das cotações do barril de petróleo no mercado internacional, foram alguns dos fatores que levaram a União Soviética a desintegração em 1991 (Ermolaev, 2017).

O colapso da União Soviética e a conseqüente independência das várias repúblicas que formavam o império comunista fizeram com que a Rússia, a maior república, abandonasse a economia planificada e aderisse a economia de mercado sob a presidência de Boris Yeltsin eleito em 1991, que culminou com a adoção dos processos de privatização em vários setores, inclusive o de petróleo e gás natural, que levou à desestruturação do setor e conseqüentemente na redução da produção e das exportações russa de petróleo e gás natural.

A Rússia sob a égide da economia de mercado abriu o setor de petróleo e gás natural para os investimentos estrangeiros em novas fronteiras exploratórias, exemplos das bacias no noroeste e extremo oriente do país (Figura 4).

A abertura do mercado de petróleo e gás natural na Rússia não conseguiu minimizar os efeitos econômicos da baixa cotação do barril de petróleo no mercado internacional, que levaram

a Rússia a um grande retrocesso econômico e social, a ponto do país sofrer uma redução populacional.

Em virtude dos problemas sociais derivados do desmantelamento econômico e político do país, levou ao poder no final de 1999, após a renúncia de Boris Yeltsin, o então Primeiro-Ministro Wladimir Putin, que reviu toda a política do setor de petróleo e gás natural, que acarretou em um processo de restrição quanto aos investimentos externos, o avanço do controle estatal e a manutenção do capital privado russo no setor (Krysiak, 2007).

A administração Putin foi favorecida pelo aumento constante na cotação do barril de petróleo no mercado internacional a partir de 2002 (Capítulo II), que permitiu além do fortalecimento da atuação do Estado no setor de petróleo e gás natural, o desenvolvimento de novos reservatórios.

A maior parte da produção russa de petróleo e gás natural ocorre na Sibéria Ocidental, uma parte da Rússia central que se estende desde a fronteira norte do Cazaquistão até o Oceano Ártico. No entanto, as novas tecnologias, os mercados asiáticos crescentes e as sanções ocidentais pela invasão e anexação da Criméia (Ucrânia) poderão gerar a migração da produção ao longo prazo, estabelecendo a origem da maior parte da produção de hidrocarbonetos proveniente da porção oriental russa (EIA, 2014).

As atividades de exploração em novas fronteiras resultaram no início da produção de petróleo *offshore* no Ártico (Figura 4) em 2013, que somadas a expansão das operações na Sibéria Oriental, no Noroeste e na produção *offshore* no Extremo Oriente (Figura 4), impactaram positivamente a produção nacional de petróleo desde 2000 (EIA, 2014) (Gráfico 1).



Gráfico 1. Produção russa de petróleo entre 2000 e 2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da BP Statistical Review of Energy World dos anos 2007 e 2017.

A maximização dos ganhos do setor de petróleo e gás natural pelo Estado russo a partir dos anos 2000 levou a uma mudança do direcionamento da política externa russa junto a OPEP. Se, no auge da Guerra Fria, a União Soviética “ajudou” na constituição da OPEP, ao vender petróleo com preço abaixo do mercado internacional, no período pós União Soviética, a Rússia atua junto aos membros da OPEP na elaboração de política de restrição, inclusive se comprometendo na diminuição de sua produção, ou na ampliação da oferta de petróleo no mercado internacional, quando necessário.

4.4 - Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP)

O desenvolvimento das reservas dos Estados Unidos e o posterior declínio das mesmas, associada às reduzidas reservas de hidrocarbonetos na Europa, levaram a um processo de internacionalização das atividades de exploração e produção de petróleo, ainda na segunda metade do século XIX. Inicialmente México, Canadá e Rússia, que foram os primeiros países deste processo. Posteriormente outros países da América Latina e Oriente Médio foram os principais destinos dos investimentos das companhias norte-americanas e europeias.

As descobertas de grandes reservas de petróleo no México e Venezuela no início do século XX conjuntamente com o sucesso exploratório no Irã e Arábia Saudita, impactaram as

sociedades locais com as transformações econômicas, políticas e sociais, em virtude da dependência econômica destes países com as atividades agrícolas e comerciais.

As ricas reservas de petróleo nos países na América Latina e Oriente Médio levaram a dependência das companhias norte-americanas e europeias destas reservas, geraram a necessidade do desenvolvimento da Geopolítica do Petróleo por parte das petroleiras junto aos países produtores, que funcionavam para os países de origem das companhias de petróleo, principalmente para os Estados Unidos, como a extensão da política externa estatal (Sampson, 1976).

O controle das companhias internacionais norte-americanas e da Shell sobre a produção de petróleo da Venezuela, desempenhou uma função estratégica e crucial para a vitória dos países Aliados na II Guerra Mundial, pois os países do Eixo não conseguiram bloquear os envios de petróleo bruto e combustíveis do país latino-americano à Europa (Yergin, 2012).

O controle da produção pelas petroleiras internacionais nos países da América Latina e Golfo Pérsico e conseqüentemente a aferição da maior parte dos lucros com tal atividade em detrimento dos governos locais, iniciou um descontentamento dos países produtores com a presença e atuação das companhias internacionais.

O crescente descontentamento, a consciência de deter a maior parte das reservas mundiais de petróleo (Gráfico 2), a desvalorização da cotação do barril de petróleo no mercado internacional e a dependência norte-americana e europeia no fornecimento do petróleo do Golfo Pérsico levaram a criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) em 1960 sob a liderança da Venezuela, que contou ainda com a Arábia Saudita, Irã, Iraque e Kuwait na formação original da organização (MEES, 1960).

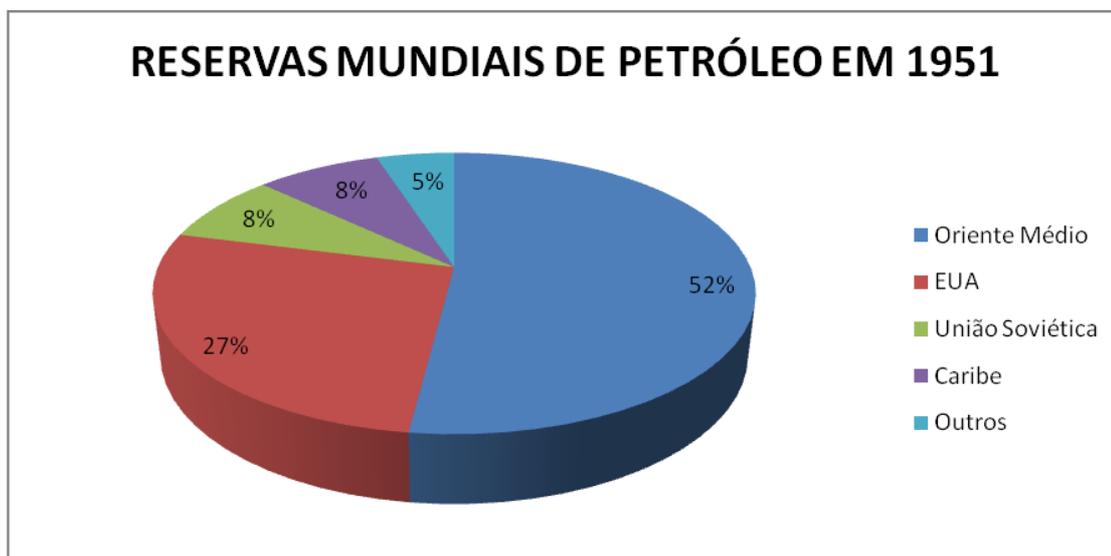


Gráfico 2. Reservas Mundiais de Petróleo em 1951. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da BP, 1951.

A criação da OPEP, na conferência realizada em Bagdá em 14 de setembro de 1960, visava à coordenação e unificação das políticas dos países membros no setor petrolífero, não somente no que tange aos preços do barril de petróleo praticados no mercado internacional, quanto do relacionamento entre países produtores e as concessionárias (MEES, 1960).

Embora a OPEP objetivasse a mudança na relação entre as petroleiras e os países produtores, as disputas internas pelo controle da instituição e pela maior participação no mercado mundial, somados a pressão das petroleiras para que os contratos de concessão não fossem revistos ou que se fossem, não gerassem um forte desequilíbrio na relação entre os países e as concessionárias, minaram o fortalecimento da OPEP, em um primeiro momento.

O aumento do consumo mundial de petróleo e o consequente aumento dos lucros das petroleiras internacionais na década de 1960 acarretaram no aumento da pressão sobre as concessionárias e as revisões dos contratos, que ampliaram a participação dos Estados nos ganhos da produção de petróleo.

A rivalidade entre Arábia Saudita e Irã pela hegemonia política e econômica no Golfo Pérsico que incidiam sobre a tentativa de controlar a OPEP por um desses países, teve que ser colocado à parte, quando dois interesses comuns eram mais relevantes para ambos: o controle estatal sobre as produções de petróleo e o conflito Árabe-Israelense. Outro fator determinante

para a coesão dos membros da OPEP era a previsão de escassez de petróleo a médio prazo (Sampson, 1976).

A soma desses três fatores foi determinante para o levante por parte dos países árabes no fornecimento de petróleo para os Estados Unidos e a Europa Ocidental em 21 de outubro de 1973, quando Israel concordou com um cessar-fogo na Guerra deflagrada contra Egito, Líbano e Síria – Guerra do *Yom Kippur* (Sampson, 1976).

O embargo dos produtores árabes da OPEP levou ao aumento da cotação do petróleo no ano seguinte, atingindo US\$ 6,87, quase o dobro de 1973, que foi US\$ 3,89, denominado de I Choque do Petróleo (Capítulo II). Mesmo após o arrefecimento do suprimento do petróleo aos Estados Unidos e Europa Ocidental, os impactos nas economias ocidentais atingidas já tinham sido consumados, a indústria mundial do petróleo não seria a mesma a partir daí.

Os impactos nas economias ocidentais atingidas pelo embargo foram das mais variadas, desde o aumento da inflação, da insegurança do fornecimento de petróleo até a perda dos investimentos das companhias de petróleo norte-americanas e europeias nas atividades de exploração e produção nos países do Golfo Pérsico.

Após o I Grande Choque do Petróleo em 1973, houve uma mudança de comportamento do mercado internacional do petróleo, anteriormente ao I Grande Choque do Petróleo, os aumentos eram de centavos de dólar, praticamente estáveis, posteriormente ao ano de 1973, os aumentos passaram a ser de dólares. Com as flutuações das cotações, a sua previsibilidade tornou-se essencial no cotidiano dos atores envolvidos direta ou indiretamente na indústria do petróleo (Yergin, 2012), gerando uma financeirização do mercado internacional do petróleo por meio das cotações diárias do barril nas bolsas de valores e mercadorias (Souza, 2012).

Em 1978, as previsões de diminuição da produção mundial no médio prazo eram quase um consenso pelo mercado, embora haveriam aumento da produção no Alasca, México e Mar do Norte em meados nos anos 1980. Essas novas fontes serviriam apenas como um complemento, resistindo e adiando, mas decisivamente, não eliminando os dias inevitáveis da escassez e a pressão sobre a valorização do barril de petróleo (Yergin, 2012).

A maioria dos analistas que faziam projeções concordava que era muito provável a ocorrência de outra crise do petróleo em dez anos, portanto, na segunda metade dos anos 1980, quando a demanda estaria novamente no limite do suprimento disponível. Entretanto, para Yergin

(2012) cinco fatores foram responsáveis pelo II Grande Choque do Petróleo ainda na década de 1970:

- (i) O forte aumento da demanda por petróleo a partir de 1976;
- (ii) O corte da exportação de petróleo iraniano em dezembro de 1979, em virtude da revolução islâmica iraniana, liderada pelo Aiatolá Khomeini;
- (iii) A estratégia contraditória dos governos consumidores e de suas empresas petrolíferas, enquanto os primeiros buscavam a estabilização dos preços, as petroleiras visavam maximizar seus ganhos;
- (iv) Os exportadores de petróleo utilizavam de todas as oportunidades da insegurança do suprimento no mercado, inclusive com a manipulação de seus estoques para elevar o preço do barril;
- (v) Por último, os principais países consumidores acumularam estoques que superavam as necessidades de suprimento no final de 1979, juntamente ao medo de repetição da crise de 1973 os usuários industriais, o serviço público, além da mudança de costume do motorista ocidental que passou a utilizar três quartos do tanque ao invés de um quarto, que associadas à especulação elevou o preço do barril de 13 para 34 dólares.

A revolução islâmica iraniana em 1979 levou ao poder a maioria xiita que constituía também a maior parte da população iraquiana, porém os xiitas não estavam representados no governo de Saddam Hussein, ditador do Iraque e pertencente a ala muçulmana sunita. As consequências de uma expansão xiita no Oriente Médio eram temerárias pelos produtores árabes de petróleo, principalmente, o Iraque e, a também sunita Arábia Saudita.

O controle do Irã pelos xiitas provocou a intensificação do sentimento de Saddam Hussein pela criação de um grande país árabe, idealização que perfez toda a sua vida. Um grande país árabe seria, sobretudo, um país que concentraria a maior parte das reservas mundiais de petróleo, que poderia fazer frente às duas superpotências da época, Estados Unidos e União Soviética. Diante desta aspiração expansionista e o temor da Revolução Iraniana, Saddam invadiu o Irã em 22 de setembro de 1980 (Yergin, 2012).

A Guerra contra o Irã perdurou até 1988 e gerou o retrocesso econômico e social dos dois países, que tinham vivido um período de prosperidades nas décadas anteriores, além de ter enfraquecido a OPEP e dificultado a mobilização de ações dos membros em pró da organização.

Os oito anos de conflito com o vizinho não impediram a invasão do Kuwait pelo Iraque, que continuava interessado pela expansão geográfica iraquiana sobre os reservatórios do Golfo Pérsico e desejoso por minar a resistência do Kuwait, no sentido de reduzir a produção da OPEP que consequentemente levaria a valorização do barril de petróleo (Yergin, 2012).

Se a guerra entre os maiores produtores de petróleo levaria ao aumento na cotação do barril de petróleo no mercado internacional, na prática houve uma desvalorização à medida que os cortes de fornecimento dos dois países ao ocidente não eram comprometedoras e, sobretudo pela grande oferta do petróleo soviético que conquistou o espaço no mercado internacional, principalmente dos dois produtores em guerra.

Se na guerra contra o Irã, os Estados Unidos apoiaram o Iraque, pois havia o receio da mobilização xiita na Arábia Saudita, que poderia acarretar em consequências catastróficas para os Estados Unidos, por sua vez, na invasão ao Kuwait, os Estados Unidos temiam o fortalecimento do Iraque na geopolítica do Oriente Médio, que poderia levar a uma maior desestabilidade na região.

A invasão do Kuwait pelo Iraque, a recessão da economia mundial nos anos 1980 e 1990 e a manutenção das baixas cotações do barril de petróleo dividiram e enfraqueceram a OPEP, somadas à retração dos investimentos em exploração nos anos 1980 e 1990 em virtude da desvalorização do barril de petróleo, estabeleceram um limite à expansão da oferta nos anos 2000.

Nos anos 2000, o aumento no consumo asiático de petróleo, principalmente China e Índia, além do grande fator especulativo do mercado financeiro sobre a cotação do barril de petróleo, propiciaram a valorização da *commodity* a níveis inéditos no mercado internacional até 2014.

A grande valorização do barril de petróleo a partir de 2002 impulsionou a renda petroleira dos membros da OPEP e, possibilitou a destinação de parte dos recursos destes países aos seus fundos soberanos (Capítulo II), que despertaram a insatisfação dos países centrais, sobretudo Estados Unidos e países europeus que veem no fortalecimento dos países do Oriente Médio uma ameaça aos seus interesses na região.

Da mesma forma que as potências ocidentais atuaram direta ou indiretamente nos conflitos bélicos envolvendo os membros árabes da OPEP no século passado, neste século, os Estados Unidos, Reino Unido e França financiaram a partir de 2010, o levante popular contra os governos árabes do Norte da África e Oriente Médio, denominado de Primavera Árabe, justamente com o intuito de desestabilizar a região e conseqüentemente os grandes produtores de petróleo.

Embora a OPEP controle a maior parte das reservas mundiais de petróleo (71,5% do total em 2016), o seu controle sobre a produção internacional de petróleo (42,7% do total em 2016) é desproporcional ao volume das suas reservas internacionais, como consequência, o poder controlador da oferta de petróleo no mercado internacional de outrora, já não se faz presente.

Se o controle da OPEP na oferta de petróleo ao mercado internacional foi fundamental para a ocorrência dos dois Grandes Choques do Petróleo na década de 1970, atualmente é indispensável à ação conjunta da OPEP e Rússia, buscando impactar as cotações do barril de petróleo no mercado internacional, ao restringir ou ampliar a oferta, na busca por valorização ou desvalorização do barril de petróleo quando lhes convierem (Capítulo II).

4.5 – As companhias nacionais do petróleo

Na Argentina, após as iniciativas privadas, na segunda metade do século XIX, que não conseguiram viabilizar economicamente as atividades exploratórias e de produção de petróleo no país (Barneda, 2007), coube ao Estado, por meio do Ministério da Agricultura, fomentar os investimentos na exploração e produção de hidrocarbonetos (Palermo, 2013).

Em dezembro de 1907, a descoberta de um reservatório de hidrocarbonetos no município de Comodoro Rivadavia, na Patagônia argentina, inicia a formação da indústria de petróleo e gás natural no país (Risuleo, 2012).

Em 1922, a Argentina tornou-se o país pioneiro no mundo capitalista, na constituição de uma companhia estatal de petróleo (Palermo, 2013), a Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). A criação de uma estatal integrada, compunha um projeto nacional, liderado pelo general Enrique Mosconi, que visava estabelecer o monopólio estatal sobre toda a cadeia produtiva de petróleo e gás natural no país, entretanto, o forte lobby do oligopólio das companhias norte-americanas e

ingleses, não permitiram a implementação do modelo regulatório monopolista (Viña & Ferrara, 2018).

Ao longo da história da indústria de hidrocarbonetos da Argentina e da YPF, os interesses e as ações das companhias estrangeiras de petróleo, sempre estiveram presentes, a ponto de influenciarem e financiarem vários golpes militares, que ocorreram no país no decorrer do século XX.

A experiência argentina na criação de sua estatal do petróleo e gás natural, influenciou outros países latino americanos, que estabeleceram suas próprias estatais, entre os de maior relevância, podemos destacar o México e o Brasil.

O México tornou-se o segundo maior produtor mundial de petróleo na década de 1920, com cerca de 500 mil barris de petróleo/dia, ao passo que na década seguinte, a produção diária reduziu 80%, atingindo aproximadamente 100 mil barris de petróleo (Yergin, 2012).

A Royal Dutch Shell, Exxon, Gulf e outras duas empresas norte-americanas independentes produziam 95% do petróleo mexicano, desta forma a pressão governamental para o aumento da produção era inevitável, somados a uma retração no mercado internacional e as condições internas de regulação do setor de petróleo e gás natural, levou a nacionalização da indústria do petróleo mexicana em 1938 (Yergin, 2012).

O domínio estatal sobre toda a indústria do petróleo e a consequente a criação da Petróleos Mexicanos – Pemex - transformou o México no modelo a ser seguido pelos países capitalistas produtores de petróleo.

Após o final da II Guerra Mundial, com a decadência da Europa e a aprovação da Carta da Organização das Nações Unidas (ONU) que, em 1945, reconheceu o direito dos povos colonizados à autodeterminação, desencadeou também o sentimento nacionalista (Sauer, 2016) em muitos países do chamado Terceiro Mundo. Neste contexto, a concessão no Irã da British Petroleum encontrava-se em sua situação de vulnerabilidade, situação na qual podemos destacar alguns pontos:

- (i) A companhia Anglo-Arabian, era propriedade da BP, controlava toda a produção do petróleo iraniano (Sampson, 1976), tal condição despertava um sentimento nacionalista contra a posição de uma empresa estrangeira no país;
- (ii) O Irã era o segundo maior produtor mundial de petróleo;
- (iii) As reservas de petróleo na Venezuela encontravam-se em declínio;

- (iv) O interesse soviético em acessar as reservas de petróleo do Irã;
- (v) A invasão da Coreia do Sul pela Coreia do Norte em 1950 transformou o petróleo iraniano em estratégico para o conflito, por representar 40% da produção total do Oriente Médio e a refinaria da BP em Abadã era a maior fornecedora de combustível de aviação do hemisfério leste;
- (vi) A negociação do contrato de “50/50” da ARAMCO com o governo da Arábia Saudita estimulava o Irã em buscar melhores condições junto a Anglo-Arabian.

A insegurança da condição da BP no Irã levou a empresa no final de 1950 a propor junto ao governo iraniano a divisão igualitária dos ganhos com a atividade de produção de petróleo no país, o que ficou conhecido como acordo “50/50”, porém tal proposta não foi aceita. A posição do governo e do parlamento iraniano levou a edição do decreto em 1 de maio de 1951, de nacionalização da indústria do petróleo no país, a primeira no pós II Guerra Mundial.

Embora os países detentores de recursos petrolíferos passassem a reivindicar e buscar maior participação na riqueza gerada pela produção do petróleo, principalmente os maiores produtores, dos membros fundadores da OPEP em 1960, nenhum possuía uma empresa estatal petrolífera, mesmo o Irã que havia nacionalizado a empresa Anglo – Arabian em 1950.

Após a nacionalização da Anglo-Arabian, a BP, o governo inglês e o norte-americano em conjunto com os seus serviços de espionagem organizaram a derrubada do primeiro ministro iraniano, Mohammed Mossadegh, por meio de um Golpe de Estado em 1953, transformando o Irã em uma monarquia absolutista, violentamente repressora, sob o poder do xá Reza Pahlavi, um aliado das potências ocidentais (Yergin, 2012).

No ano seguinte, sete empresas ocidentais formaram um Consórcio Internacional para explorar e produzir por meio de um monopólio, as reservas de hidrocarbonetos no Irã. Tal consórcio era formado pelas empresas norte-americana (Exxon, Móbil, Texaco, Gulf e Socal), além da inglesa British Petroleum (BP), a anglo-holandesa Shell e a francesa Compagnie Française des Pétroles (CFP), atualmente denominada Total (Gráfico 3).



Gráfico 3. Composição acionária do Consórcio Internacional no Irã em 1972. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos de Sampson, 1976.

A experiência mal sucedida de nacionalização da indústria de petróleo e gás natural iraniana, serviu de exemplo para o vizinho Iraque. Desta forma, a difusão dos princípios do anticolonialismo no pós I Guerra Mundial e, da autodeterminação dos povos no pós II Guerra Mundial, permitiram a derrubada da monarquia iraquiana em 1958, que tinha sido imposta pelos ingleses no pós I Guerra Mundial, com a desintegração do Império Turco Otomano.

O governo nacionalista, aprovou em 1961, a retirada do monopólio da exploração e produção de petróleo e gás natural da Iraq Petroleum Company (IPC). A medida adotada, contrariou os interesses das companhias petrolíferas ocidentais, levando a mobilização dos seus países, por meio dos seus serviços de espionagem, que apoiaram e financiaram os grupos opositores. Assim, a mobilização da oposição, logrou a tomada do poder em 1963, por meio de um Golpe de Estado e, no assassinado do primeiro ministro iraquiano Abdul Karim Quassem.

Embora as potenciais ocidentais tenham apoiado e financiado o Golpe de Estado no Iraque, o suporte externo não conseguiria impedir a implementação de políticas nacionalistas, no trato da indústria de petróleo e gás natural iraquiana. Desta forma, o país constituiu a sua companhia estatal do petróleo em 1964, a Iraq National Oil Company (INOC). Assim, o Estado passou a atuar na exploração, produção, transporte, refino, armazenamento, distribuição e comercialização de petróleo e gás natural.

A ascensão ao poder do partido socialista Baath em 1968, estabeleceu o alinhamento direto do Iraque junto a União Soviética, agindo como catalisador da nacionalização de toda a indústria de petróleo e gás natural iraquiana em 1972, ao incorporar a Iraq Petroleum Company (IPC) junto a INOC.

O sucesso no Iraque, catalizou os movimentos de nacionalização da indústria do petróleo, que concretizaram suas ambições na década de 1970, a reboque do declínio das reservas de petróleo fora dos membros da OPEP e Rússia e, do acirramento do conflito Árabe-Israelense que culminaria com o I Choque do Petróleo.

As nacionalizações, renacionalizações das indústrias de petróleo, além da criação de companhia estatal do petróleo pelos membros fundadores da OPEP ocorreram de forma quase sequencial, com a nacionalização no Iraque da Iraq Petroleum Company (1972), seguido pela nacionalização do Consórcio Internacional que explorava os reservatórios no Irã (1973), a nacionalização da Kuwait Oil Company (1975), a criação da Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) (1976) e a nacionalização da ARAMCO pela Arábia Saudita (1977).

O aumento da cotação do barril de petróleo no mercado internacional no início dos anos 1980 reforçou a posição de liderança das companhias nacionais de petróleo no mercado internacional, mesmo com a desvalorização do barril na segunda metade da década, sendo que a condição hegemônica das estatais do petróleo no mercado internacional continuou intacta.

Nos anos 1990 a condição de vulnerabilidade dos grandes países consumidores e de suas companhias de petróleo, cujas atividades de exploração e produção no exterior estavam restringidas principalmente às novas fronteiras exploratórias, com maior risco exploratório, sobretudo em bacias sedimentares *offshore*, inclusive o Brasil (Capítulo II), levaram ao aumento da pressão política e econômica pela abertura das atividades de exploração e produção nos modelos regulatórios monopolistas da maioria dos produtores mundiais, exemplos da Venezuela e Brasil (Capítulo II), mesmo com as baixas cotações do barril de petróleo no mercado internacional.

A partir do início dos anos 2000, as cotações do barril de petróleo atingiram preços históricos no mercado internacional, que resultaram no aumento dos custos de importações dos países consumidores, sobretudo dos Estados Unidos, China, Índia, Japão e países europeus. Isto fez catalisar as pressões dos maiores importadores de petróleo por meio de suas companhias internacionais ou companhias nacionais pela abertura das atividades de exploração e produção

nos mercados monopolistas ou pela expansão das atividades em outros países produtores, a exemplo do México e do Brasil (Capítulo II), respectivamente.

No início do século XX as *International Oil Companies (IOCs)* controlavam as reservas e a produção de petróleo a nível global, posteriormente, mesmo com a criação das primeiras *National Oil Companies (NOCs)*, as participações das IOCs continuaram soberanas. Entretanto, ao longo dos anos, as IOCs foram perdendo o poder, a ponto de as *NOCs* produzirem atualmente cerca de 75% do petróleo global e deter cerca de 90% das reservas provadas (Sauer, 2016).

4.6 - Petrobras

Inicialmente o processo de internacionalização das operações da Standard Oil e Shell focaram suas atenções no Brasil apenas como um mercado consumidor de petróleo bruto e de seus derivados, renegando as atividades de exploração e produção no país para um segundo plano.

Um dos motivos para a falta de interesse na exploração e produção no Brasil seria a abundância na oferta da produção de petróleo a nível global, com as operações principalmente na Venezuela, Irã, Arábia Saudita, Iraque e Rússia nas primeiras décadas do século XX. Um segundo motivo tratava-se do pessimismo por parte das companhias internacionais sobre o potencial de produção de hidrocarbonetos no país.

Os modelos geológicos de exploração e produção de hidrocarbonetos não conseguiram replicar no Brasil o sucesso alcançado em outras partes do planeta. Tal dificuldade somada pelo descobrimento de reservatórios de hidrocarbonetos em outros países na América do Sul, sobretudo na Venezuela, de onde a Standard Oil exportava o petróleo bruto para o mercado brasileiro (Colby & Dennett, 1995), desencorajaram investimentos privados em exploração e produção no Brasil na primeira metade do século passado.

A partir da produção do campo de Lobato em 1938 e do sucesso exploratório e de produção na Bacia do Recôncavo nos anos seguintes, concomitante ao aumento do consumo de petróleo bruto e dos derivados pela crescente industrialização e urbanização do país nos anos 1940, levaram ao aumento das importações de petróleo e derivados, reforçando o movimento nacionalista sobre as potenciais reservas brasileiras de petróleo, em voga em toda a América Latina naquela época.

O Governo de Getúlio Vargas, ao estabelecer o monopólio estatal sobre a exploração, produção e transporte de petróleo e gás natural, além do controle da maior parte da capacidade de refino no país, encontrou no *lobby* das Sete Irmãs um descontentamento sobre as atividades nacionalizadas (Colby & Dennett, 1995).

Embora as reservas e a produção brasileira de petróleo fossem irrelevantes a nível mundial na década de 1950, a aproximação da União Soviética sobre o Egito (onde está localizado o Canal de Suez), e que naquela época, o Canal de Suez era responsável pela passagem do petróleo do Golfo Pérsico para a Europa, sobretudo, o petróleo da Arábia Saudita e Irã, os dois maiores produtores mundiais de petróleo nos anos de 1950. Desta forma, a América do Sul atraiu novamente as atenções dos Estados Unidos (Colby & Dennett, 1995), já que a primeira, ocorreu na primeira década do século XX.

A mudança da condição estratégica da América do Sul para a indústria norte-americana do petróleo baseou-se na condição de estar ausente nas atividades de exploração e produção na Amazônia brasileira. Esta região despertava uma “crença” norte-americana da existência de volumosos reservatórios de hidrocarbonetos, em um momento que empresas dos Estados Unidos realizaram várias descobertas de petróleo nos diversos países que compõem a bacia amazônica (Colby & Dennett, 1995).

Outro fator de preocupação para os norte-americanos com a nacionalização das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos pelo Governo de Getúlio Vargas seria a possibilidade de tal medida influenciar outros países da América do Sul, sobretudo a Venezuela, um dos maiores produtores mundiais de petróleo, estando a sua produção controlada pela Shell e a Standard Oil.

O nascimento da Petrobras em 1953 consagrou uma vitória que combinou a opção nacionalista e estatal, derrotando o cartel das Sete Irmãs, além dos setores liberais da economia nacional e de seus representantes no Congresso Nacional, os derrotados ao longo da história da companhia brasileira não abandonaram o confronto (Alveal, 1994), haja vista a aprovação da Emenda Constitucional de 1995 e, da Lei nº 13.365, de 29 de novembro de 2016 que abordamos no artigo II.

Após a criação da Petrobras, a pressão dos *lobbies* internacionais continuou sobre o governo de Getúlio Vargas, sendo que somente cessaram com o cometimento do suicídio pelo

presidente, sendo tal feito atribuído à pressão sofrida por Getúlio por parte das companhias internacionais do petróleo (Fonseca, 1957).

As incertezas políticas sobre o futuro da Petrobras logo após a morte de Vargas foram dirimidas no plano interno com o aumento da produção nacional de petróleo, do posicionamento da Petrobras como dinamizadora do capital privado no programa de industrialização lançado por Juscelino Kubitschek e depois aprofundado por Geisel, já nos governos militares.

No plano externo a abundância da produção internacional a partir da segunda metade dos anos 1950, com a descoberta dos reservatórios de hidrocarbonetos na Argélia e Nigéria reduziram as pressões das grandes companhias internacionais de petróleo sobre a Petrobras, sobretudo porque apesar do crescimento gradual das reservas nacionais de petróleo e gás natural, o país continuou importando a maior parte de sua demanda energética nas décadas seguintes.

O baixo crescimento da produção nacional de petróleo e gás natural, a forte expansão da demanda interna e, conseqüentemente, o aumento da importação de petróleo, levaram à Petrobras, a firmar acordos no exterior, com o intuito de desenvolver em outros países, as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, sendo o acordo com o Iraque em 1971, o de maior sucesso.

Em decorrência da tentativa de internacionalizar as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, a estatal brasileira em 1972, constituiu a Petrobras Internacional S.A (Braspetro), que visava obter a produção de petróleo e gás natural no exterior. A criação da subsidiária, mostrou-se rapidamente ser estratégica para o país, tendo em vista, que no ano seguinte, eclodiu o I Choque do Petróleo.

A nacionalização da Iraq Petroleum Corporation (IPC) em 1972, deflagrou um embargo a venda do petróleo iraniano, no mercado internacional, promovido pela British Petroleum, Royal Dutch Shell, Chevron e a CFP (Santana, 2006). A demanda brasileira por novas fontes de petróleo, a preços inferiores aos cotados no mercado internacional, estabilidade no fornecimento e, por um longo prazo, nortearam a decisão do governo brasileiro, na administração do ditador Emílio Garrastazu Médici, em comprar o petróleo iraquiano, sendo o primeiro país, a burlar o bloqueio internacional.

A partir da decisão brasileira e do acordo comercial firmado entre os dois países no ano anterior, o Iraque concedeu à Petrobras, uma área para a exploração e produção de petróleo e gás natural, no sul do país, próximo a fronteira com o Irã.

As atividades exploratórias da Petrobras naquele país, logrou o êxito, com a descoberta do maior campo petrolífero do Iraque em 1976, Campo de Majnoon, que continha reservas provadas, de aproximadamente 30 bilhões de barris de petróleo (EIA, 2005).

Diante do excepcional volume das reservas do Campo de Majnoon, o governo iraquiano, liderado pelo ditador Saddam Russein, rompeu unilateralmente com o acordo de 1971, esta versão, nunca foi confirmada oficialmente pelo governo brasileiro, em virtude da dependência brasileira do petróleo iraquiano e, pelas medidas econômicas compensatórias oferecidas pelo Iraque (Visentini, 1998).

Em virtude do volume das reservas e da sua localização geográfica, próximo a fronteira com o Irã, o Campo de Majnoon tornou-se um ativo estratégico-militar de grande relevância na Guerra Irã-Iraque, sobretudo, entre 1982 a 1985, quando o campo esteve sob o controle iraniano.

Outra importância geopolítica e militar do Campo de Majnoon, diz respeito, ao principal interesse estratégico-militar da invasão, pelas forças militares norte-americanas e de seus Aliados em 2003, além dos mercenários contratados, que subjugarão e destruíram a nação iraquiana, dando início ao brutal e trágico período de instabilidade na região, com centenas de milhares de vítimas e refugiados, que até hoje se estende, desde os conflitos políticos internos até a Síria.

A partir dos bons resultados de produção de petróleo e gás natural em águas rasas na Bacia de Campos no final dos 1970 e do aumento na cotação do barril de petróleo no mercado internacional após o II Choque do Petróleo em 1979, viabilizaram o aumento dos investimentos da Petrobras nas atividades de pesquisa em exploração e produção *offshore* que culminaram com os sucessivos aumentos da produção nacional de petróleo e gás natural ao longo das décadas de 1980 e 1990, sobretudo, pela viabilidade da produção dos reservatórios de hidrocarbonetos em águas profundas e ultraprofundas na Bacia de Campos.

A redução das importações brasileiras de petróleo a partir dos anos 1980, a vulnerabilidade dos grandes países consumidores e da restrição de áreas no exterior a serem exploradas pelas suas companhias de petróleo, somadas as grandes transformações políticas e econômicas ocorridas no planeta entre o final da década de 1980 e a primeira metade dos anos 1990, acarretaram no final do monopólio exercido pela Petrobras nas atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil em 1995 (Artigo II).

Nos anos 2000, as elevadas cotações do barril de petróleo no mercado internacional, a continuidade da expansão produtiva de hidrocarbonetos no Brasil, em especial com a viabilidade

da produção dos reservatórios abaixo da sequência evaporítica na Bacia de Santos (Artigo I), somadas às políticas intervencionistas do governo federal no âmbito do setor de petróleo e gás natural no país, possibilitaram o fortalecimento e a expansão da Petrobras.

Na presente década, a continuidade das altas cotações do barril de petróleo e dos custos de importação dos países consumidores até 2014, que somadas ao volume das reservas e ao crescimento da produção de hidrocarbonetos nos reservatórios do Pré-sal brasileiro (Artigos I e II, além do Capítulo II) catalisaram as pressões e interesses dos grandes países consumidores e de suas companhias de petróleo em expandir suas atividades de exploração e produção no *offshore* brasileiro, principalmente na Bacia de Santos (Artigo I).

4.7 - O Pré-sal brasileiro

Os ciclos de abundância e restrição da oferta de hidrocarbonetos sempre acompanharam a indústria mundial do petróleo, despertando as atenções dos agentes que compõem o setor, que por sua vez desenvolvem estratégias visando resguardar suas posições em um momento de anormalidade do mercado.

O anúncio da viabilidade da produção dos reservatórios de hidrocarbonetos abaixo da sequência evaporítica entre as bacias de Santos e Sergipe-Alagoas em 2006, representou um marco na indústria mundial do petróleo *offshore*, depois de muitas décadas (Sauer, 2016).

Após o anúncio da viabilidade da produção dos reservatórios de hidrocarbonetos abaixo da seção evaporítica no campo de Parati na Bacia de Santos em julho de 2006, ocorreram várias descobertas, ao começar pelo Campo de Tupi (rebatizado de “Lula”, em 2010) na Bacia de Santos, indicando volumes recuperáveis entre 5 e 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural (Sauer, 2016).

Nos anos seguintes, dezenas de descobertas foram anunciadas pela Petrobras nas bacias de Campos e, principalmente Santos, sendo que esta recebeu a denominação de cluster do Pré-sal da Bacia de Santos, conforme comentado por Souza & Sgarbi (2016).

Diante do número sem precedentes das descobertas de reservatórios de hidrocarbonetos em um curto espaço de tempo e, sobretudo, pela qualidade e magnitude do volume das reservas dos campos, a Petrobras estimava que pudesse haver reservas potenciais superiores a 100 bilhões

de barris de petróleo e gás natural (Sauer, 2016) posicionando o Brasil entre as cinco maiores reservas mundiais de hidrocarbonetos.

A produção de petróleo e gás natural na Bacia de Santos coincidiu com a abundância da oferta de petróleo no mercado internacional a partir de 2009 (Gráfico 4), principalmente pela expansão da produção dos reservatórios de *shale gas* e *tight oil* dos Estados Unidos (Gráfico 5).



Gráfico 4. Produção mundial de petróleo entre 2009-2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da British Petroleum, 2017.

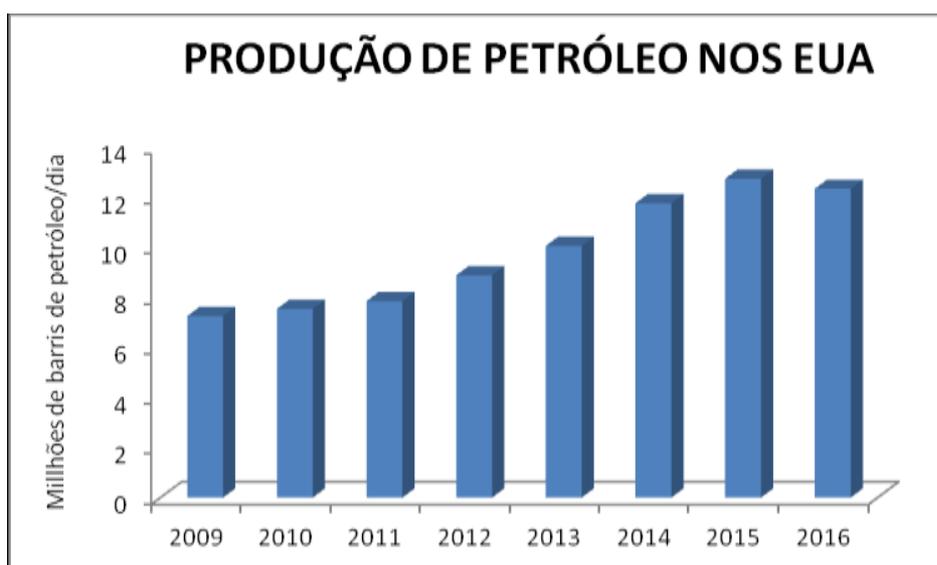


Gráfico 5. Produção de petróleo no EUA entre 2009-2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da British Petroleum, 2017.

Em virtude da expansão da oferta de petróleo no mercado internacional e das condições técnicas adversas, principalmente pelas espessuras das lâminas de água oceânica e as profundidades das perfurações (analisadas no Artigo I), para a exploração dos reservatórios do Pré-sal brasileiro, havia a desconfiança da indústria mundial do petróleo, se a Petrobras exploraria os reservatórios do Pré-sal brasileiro de maneira viável e economicamente competitiva.

As características geológicas excepcionais dos reservatórios do Pré-sal brasileiro possibilitam um alto índice de sucesso nas perfurações, superior a média mundial, que somado a grande vazão dos poços produtores (Artigo I), permitem a redução dos custos de produção, a ponto da Petrobras divulgar que o custo médio atual de produção do barril de petróleo no Pré-sal brasileiro está abaixo dos US\$ 7 (Nogueira & Gaier, 2017).

As características singulares dos reservatórios do Pré-sal brasileiro somadas a excelente qualidade do óleo (de maior cotação no mercado internacional) e a capacidade técnica de produção de hidrocarbonetos pela Petrobras permitiram a produção de 1 milhão de barris de petróleo/dia em 10 anos, enquanto anteriormente a empresa tinha levado 46 anos para produzir 1 milhão de barris de petróleo/dia, de 1953 a 1999, englobando os reservatórios *onshore* e *offshore* (Artigo II).

As imensas reservas de petróleo e gás natural, ainda encontram-se sem a quantificação total, associadas a crescente produção, qualidade do óleo e o baixo custo de produção transformaram o Pré-sal brasileiro, no principal ativo *offshore* no mundo, sendo cobiçado por todas as grandes companhias de petróleo.

As principais companhias petrolíferas internacionais desenvolveram diversas ações para acessarem os reservatórios do Pré-sal, desde a aquisição da companhia britânica BG Group pela Royal Dutch Shell, que foi atraída pelos ativos que a BG Group possuía no Pré-sal brasileiro (Artigo I), passando pela aquisição dos campos produtores e em desenvolvimento junto a Petrobras pela francesa Total e a norueguesa Statoil (Artigo I) e, sobretudo pela mudança no marco regulatório para a exploração e produção de hidrocarbonetos na área do Pré-sal brasileiro (Artigo II).

A entrada em operação de 19 plataformas no período de 2017-2021 previstas pelo Plano de Negócios e Gestão da Petrobras (Petrobras, 2016), somadas as dezenas de outras unidades de produção que deverão ser operadas pela companhia brasileira e outras empresas na próxima

década, mudarão a condição do país, de autossuficiência para um relevante exportador de petróleo e gás natural.

O posicionamento estratégico dos reservatórios de hidrocarbonetos abaixo da seção evaporítica para os próximos anos, pode ser analisado pelo alto custo dos reservatórios não convencionais dos Estados Unidos e Canadá, da decrescente produção na Venezuela, México, Reino Unido e Noruega, pelas instabilidades políticas na Nigéria e Angola e pela destruição da indústria petrolífera na Líbia e, sobretudo pela instabilidade política e econômica no Oriente Médio, que posicionam o Pré-sal brasileiro em ofertante de extrema importância para o mercado internacional nas próximas décadas.

4.8 - Conclusões

O grupo das companhias internacionais de petróleo, liderado pelos Estados Unidos e a produção de petróleo da Rússia, inicialmente no período soviético e depois na economia de mercado impactam diretamente a Geopolítica de Petróleo, atuando de forma intervencionista no mercado internacional, buscando alterar a oferta e a demanda quando lhes convém.

Os Estados Unidos e a Rússia implementaram suas ações junto aos países produtores de petróleo por motivações distintas, se os primeiros tiveram na produção interna e no consumo os pilares do seu desenvolvimento econômico e social. O segundo encontrou nas exportações de petróleo uma estratégia de inserção e influência internacional, exercendo uma influência política e econômica junto aos países sob sua esfera de poder, além de expandir suas operações no mercado internacional com a venda de petróleo aos países capitalistas, oferta que ampliou com o desmembramento da União Soviética.

Se por um lado a criação da OPEP em 1960 e a paulatina tomada do controle sobre as reservas de hidrocarbonetos enfraqueceram as companhias internacionais de petróleo, principalmente as norte-americanas, para a União Soviética este enfraquecimento foi fundamental para a sua expansão no mercado internacional nos anos seguintes, inclusive impactando nos preços baixos do barril de petróleo, com as exceções nos períodos logo após os dois grandes Choques do Petróleo.

Embora as companhias norte-americanas tenham perdido a condição de explorar as maiores reservas de hidrocarbonetos do planeta, continuam exercendo uma condição estratégica

no mercado internacional, justamente pelos Estados Unidos serem os maiores consumidores e por muitas décadas o maior importador, tal condição impôs o desenvolvimento e manutenção ao longo dos anos, de uma vasta rede de transporte, distribuição e de importação de petróleo.

A outra face de produtor de petróleo dos norte-americanos, também foi beneficiada com a valorização do barril de petróleo ocorrido no I Choque do Petróleo em 1973, que possibilitou a viabilidade econômica da exploração dos reservatórios de petróleo no Alasca na década de 1970 e, com a alta cotação do barril de petróleo no mercado internacional nos anos 2000, permitiu a expansão da exploração nos reservatórios não convencionais de hidrocarbonetos nos Estados Unidos, desde os anos de 1950 investiam em pesquisa para a viabilidade econômica da produção.

Da mesma forma que os Estados Unidos e seus aliados sempre buscaram auxiliar e financiar movimentos de desestabilização dos principais países produtores de petróleo, a Rússia também aproveita dos momentos de vulnerabilidade política e econômica destes importantes produtores de petróleo.

No período soviético, houve o interesse em controlar os reservatórios de hidrocarbonetos do Irã tanto no período de Mossadeq, quanto no período da Revolução Iraniana, com a venda de armas ao regime de Saddam Hussein na guerra contra o Irã.

Na Rússia capitalista, está em curso uma negociação pela compra dos principais campos produtores de petróleo e gás natural da Venezuela e pela intermediação da venda de parte do petróleo venezuelano no mercado internacional, usando sua extensa rede de comércio exterior, desenvolvido ao longo das décadas.

O controle sobre os reservatórios do Pré-sal brasileiro tornou-se imperativo para as grandes companhias internacionais de petróleo e companhias chinesas de petróleo, em virtude do controle da maior parte das reservas mundiais estarem em poder das companhias nacionais do petróleo, sobretudo as da OPEP.

O declínio das reservas e conseqüentemente da produção de petróleo e gás natural no Mar do Norte, somadas as incertezas econômicas, técnicas e políticas sobre a expansão da produção no Golfo do México, Venezuela, margem oeste africana, Mar da China e, dos reservatórios não convencionais do Canadá e dos Estados Unidos, também corroboram com a posição estratégica na Geopolítica do Petróleo, dos reservatórios de hidrocarbonetos do Pré-sal brasileiro.

A pressão política, econômica e militar⁶ das companhias internacionais do petróleo e de seus países de origem, intensificaram após a adoção do modelo regulatório para as atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos nos reservatórios abaixo da sequência evaporítica (Artigo II), somados a outros fatores, foram responsáveis pela queda da presidente Dilma Rouseff e da mudança na direção da Petrobras.

As pressões externas foram ao encontro dos posicionamentos do Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), instituição financiada em grande parte pelas companhias internacionais do petróleo e principalmente pela nova direção da Petrobras que alinhou diretamente a posição que resguarda os interesses das grandes companhias de petróleo, privadas ou estatais na exploração dos reservatórios do Pré-sal brasileiro, que culminou com a retirada da obrigatoriedade da participação da Petrobras nas atividades de exploração e produção nos reservatórios de hidrocarbonetos abaixo da sequência evaporítica e da venda de campos do Pré-sal para as concorrentes internacionais privadas e estatais (Artigo II).

Diante desse cenário, podemos destacar a mudança da estratégia da participação da ExxonMobil (a maior companhia internacional de petróleo) nas atividades de exploração e produção no *offshore* brasileiro. Se desde a abertura do mercado em 1997, a sua participação era tímida, o posicionamento mudou drasticamente com a aquisição de 10 blocos (o maior adquirente) nas bacias de Campos e Sergipe-Alagoas, na 14ª rodada de licitações de blocos para a exploração de petróleo e gás natural no Brasil, ocorrida no dia 27 de setembro de 2017.

O processo expansionista da Exxon Mobil no Brasil continuará, após formar o consórcio vencedor, juntamente com a norueguesa Statoil e a portuguesa Galp, do bloco Norte de Carcará, localizado na Bacia de Santos, na 2ª rodada do leilão de partilha da produção.

O início das atividades de exploração e produção da norte-americana Exxon Mobil no Pré-sal brasileiro, soma-se também ao início das atividades da inglesa British Petroleum e da expansão exploratória e produtiva da holandesa Royal Dutch Shell, da norueguesa Statoil, da francesa Total, da espanhola-chinesa Repsol-Sinopec, da chinesa CNOOC e da portuguesa Petrogal, que juntamente com a Petrobras, foram as vencedoras dos blocos concedido sob o regime de partilha da produção nas 2ª e 3ª rodadas, ocorridos no dia 27 de outubro de 2017.

⁶ Posteriormente ao anúncio da viabilidade da exploração dos reservatórios do Pré-sal brasileiro, os Estados Unidos iniciaram a retomada das atividades da 4ª Frota – responsável pela vigilância norte-americana no Atlântico Sul, que estava paralisada desde o final da II Guerra Mundial.

O aumento da presença das principais companhias internacionais de petróleo e companhias nacionais de petróleo nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Pré-sal brasileiro, sobretudo na Bacia de Santos, reforçam a posição estratégica e de vulnerabilidade do Pré-sal brasileiro perante a Geopolítica do Petróleo.

5 - O MERCADO INTERNACIONAL DO PETRÓLEO E O PRÉ-SAL BRASILEIRO

5.1 - Introdução

A viabilidade da produção dos reservatórios convencionais do Pré-sal brasileiro na década passada está inserida em uma profunda mudança no mercado internacional do petróleo, em curso neste século. Enquanto no século passado a oferta de hidrocarbonetos era marcada pelos reservatórios convencionais, sobretudo dos países membros da OPEP e União Soviética (posteriormente Rússia) atualmente a crescente participação na oferta dos reservatórios não convencionais demonstra a tendência de, nos próximos anos, serem a maior fonte no fornecimento de petróleo no mercado internacional.

Outra profunda alteração no mercado internacional que vem ocorrendo desde o I Choque do Petróleo em 1973 e que está diretamente relacionada ao controle da Petrobras sobre os reservatórios de hidrocarbonetos do Pré-sal brasileiro, diz respeito à disputa entre as Companhias Nacionais de Petróleo e as Companhias Internacionais de Petróleo sobre o domínio dos reservatórios de hidrocarbonetos no planeta.

O declínio das reservas e conseqüentemente da produção de petróleo e gás natural no Mar do Norte, somadas as incertezas econômicas, técnicas e políticas sobre a expansão da produção no Golfo do México, Venezuela, margem oeste africana e, sobretudo nos reservatórios não convencionais do Canadá e dos Estados Unidos, possivelmente resultará na redução da oferta, que deverá ser suprida pela produção de hidrocarbonetos a partir de reservatórios não convencionais.

Diante das restrições na oferta de tradicionais províncias petrolíferas, a expansão da produção de petróleo nos reservatórios do Pré-sal brasileiro encontrará espaço no mercado internacional, sobretudo pelo potencial das reservas que deverá superar centenas de bilhões de barris de óleo equivalente (boe) e, da redução do custo⁷ de produção do barril de petróleo que atualmente está abaixo dos US\$ 7,00.

⁷ Em razão da exploração do Pré-sal brasileiro está em sua fase inicial, os reservatórios entram em produção com a energia original da formação, como consequência, geram uma extraordinária produtividade nos poços, que tende a declinar a médio e longo prazos. Outro aspecto positivo, diz respeito à presença em grandes volumes de CO₂, pois na fase de recuperação avançada, este gás é muito utilizado na manutenção da produção. Estes fatores devem ser considerados no planejamento de exploração de longo prazo.

O baixo custo de produção em relação às outras províncias petrolíferas produtoras, somadas ao alto índice de sucesso na perfuração, da boa qualidade do óleo e do gás natural, da grande vazão dos poços produtores e da forte expansão da produção de petróleo e gás natural para os próximos anos, que produziu em julho de 2017 aproximadamente 1,3 milhão de barris de petróleo diários ou cerca, de 49% do total produzido no Brasil (ANP, 2017), posicionam os reservatórios do Pré-sal brasileiro no centro do mercado internacional de petróleo *offshore*.

5.2 – As companhias nacionais do petróleo e companhias internacionais do petróleo

O Mercado Internacional do Petróleo constitui-se a partir das atividades desenvolvidas pelas Companhias Nacionais de Petróleo, as *National Oil Companies* (NOCs) que são controladas pelos seus respectivos Estados e, as Companhias Internacionais de Petróleo, as *International Oil Companies* (IOCs) de capital privado.

As empresas nacionais e internacionais privadas desenvolvem atividades coordenadas (Sauer, 2016), que são denominadas:

- (i) *Upstream*: exploração e produção dos reservatórios de hidrocarbonetos;
- (ii) *Midstream*: transporte, armazenamento e logística;
- (iii) *Downstream*: refino e distribuição para consumo final de combustíveis e produtos químicos.

Os diversos segmentos da indústria do petróleo estão a cargo de diferentes operadores, independentes ou integradas verticalmente. Do ponto de vista da produção, as cinco maiores NOCs, de origem saudita, russa, iraniana, chinesa e russa, respectivamente, que somadas produzem cerca de 25% de todo o petróleo e gás natural mundial produzido (Gráfico 6). Por sua vez as cinco maiores IOCs, de origem norte-americana, anglo-holandesa, inglesa, norte-americana e francesa, respectivamente, controlam cerca de 10% do total produzido (Gráfico 7).

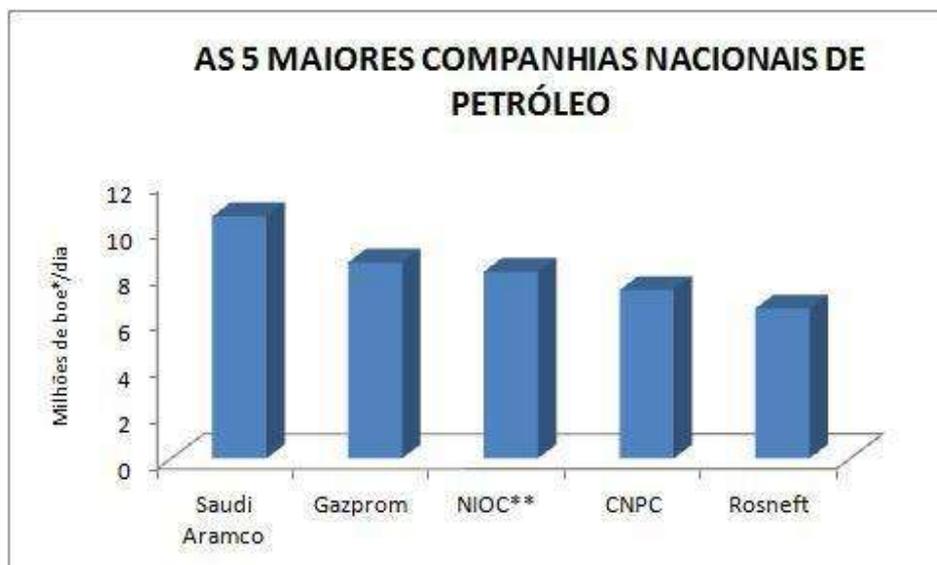


Gráfico 6. As cinco maiores (em termos de produção) companhias nacionais de petróleo em 2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos dos relatórios anuais de 2016 das cinco companhias e da *British Petroleum Statistical Review of World Energy 2017*.

*boe= barris de óleo equivalente.

**Adotou a produção total do Irã porque a NIOC não disponibiliza o *annual report*.

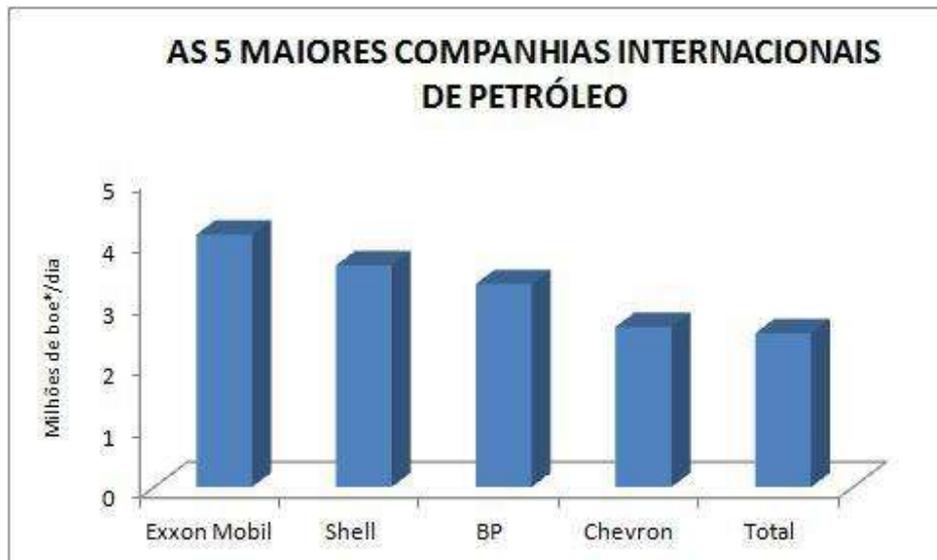


Gráfico 7. As cinco maiores (em termos de produção) companhias internacionais de petróleo em 2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos dos relatórios anuais de 2016 das cinco companhias.

*boe= barris de óleo equivalente.

No segmento de refino, a capacidade somada das 5 maiores NOCs, originárias da (1ª) China, (2ª) Arábia Saudita, (3ª) China, (4ª) Brasil e (5ª) Rússia, correspondem aproximadamente

a 26% de todo o petróleo refinado mundialmente (Gráfico 8), ao passo que as 5 principais IOCs são originária dos (1ª) Estados Unidos, (2ª) Inglaterra-Holanda, (3ª) França, (4ª) Inglaterra e (5ª) Estados Unidos, respectivamente, são responsáveis por 16 % do refino global (Gráfico 9).



Gráfico 8. As cinco maiores (em capacidade de refino) companhias nacionais de petróleo no setor de refino* em 2016**. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos dos relatórios anuais de 2016 das seis companhias (incluindo à Petrochina).

* Considerou no levantamento apenas as empresas verticalmente integradas.

**Considerou a capacidade de refino da Petrochina (Subsidiária da CNPC).

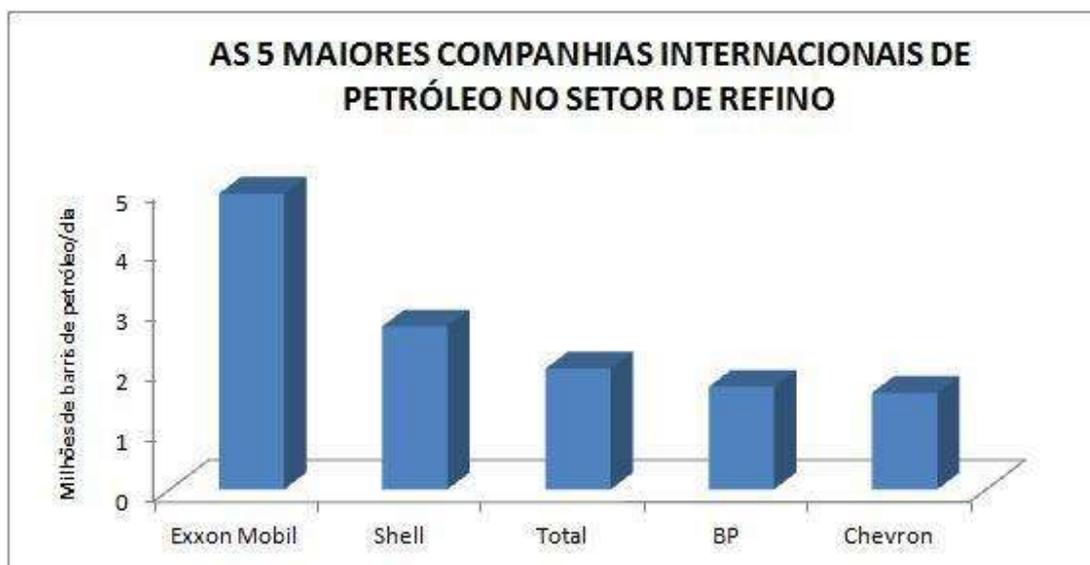


Gráfico 9. As cinco maiores (em capacidade de refino) companhias internacionais de petróleo no setor de refino* em 2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos dos relatórios anuais de 2016 das cinco companhias.

*Considerou no levantamento apenas as empresas integradas verticalmente.

A principal diferença econômica entre os segmentos de *upstream*, *midstream* e *downstream*, diz respeito a estrutura de acesso restrita, em virtude do controle das companhias sobre os reservatórios de hidrocarbonetos, auferindo a maior parte da renda petroléira (Artigo II), enquanto o *midstream* e *downstream* operam em ambientes competitivos, auferindo lucros médios, compatíveis com os demais setores da economia (Sauer, 2016).

Tanto as NOCs quanto as IOCs são instrumentos de política nacional e internacional pela sua atuação, abrangência de atividades e volume de negócios. As NOCs geram, em alguns países, a maior parte do PIB e são responsáveis pelo saldo positivo na balança comercial e na maior parte das receitas do orçamento estatal (Sauer, 2016), eg. Arábia Saudita e Irã. Se os membros norte-americanos e ingleses das 7 irmãs eram a extensão da política externa dos Estados Unidos e da Inglaterra até a década de 1960 (Capítulo I), atualmente, para os países membros da OPEP e suas companhias petroléiras, a política econômica e governamental se confundem (Sauer, 2016).

Embora os membros formadores da OPEP em 1960 visasse auferir uma maior remuneração sobre a produção de petróleo e gás natural em virtude de deterem a maior parte das reservas mundiais de hidrocarbonetos (Capítulo I), na prática, o controle das NOCs sobre os reservatórios de petróleo e gás natural era de 1%, enquanto as IOCs detinham 85% do total (Gráfico 10).



Gráfico 10. Reservas mundiais de petróleo em 1960. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos de Sauer, 2016.

Ao longo dos mais de 50 anos de consolidação das NOCs, sobretudo das empresas estatais dos membros da OPEP, o controle sobre os reservatórios mundiais de petróleo mudou drasticamente, ao passo que as IOCs reduziram drasticamente seus controles sobre as reservas internacionais em 2010, atingindo 6%, o mesmo percentual em poder da Rússia e, as NOCs expandiram seus domínios sobre os reservatórios mundiais com 88% do total (Gráfico 11) (Sauer & Larissa, 2016).



Gráfico 11. As reservas mundiais de petróleo em 2010. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos de Sauer, 2016.

5.3 – O mercado consumidor internacional do petróleo

Os 10 maiores consumidores mundiais de petróleo em 2016 foram responsáveis por 60% de toda a demanda global (Gráfico 12) e somente os Estados Unidos são responsáveis por 20% do consumo mundial de petróleo. Somados a demanda chinesa, o percentual atinge 33% (BP, 2017).

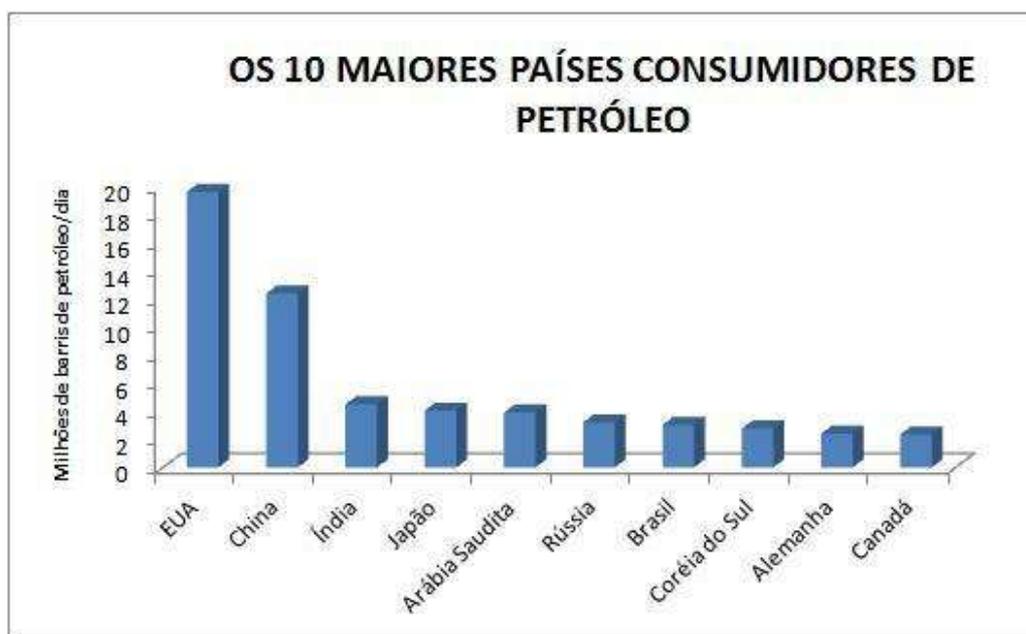


Gráfico 12. Os dez maiores países consumidores de petróleo em 2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da BP, 2017.

Por outro lado, o controle da produção de petróleo também é concentrado, sendo os 10 maiores produtores mundiais responsáveis por quase 69% da produção global em 2016 (BP, 2017).

Os interesses dos grupos de produtores e consumidores, logicamente se contrapõem, ainda mais quando o mercado internacional de petróleo apresentou um período de forte aumento da cotação do barril, entre 2002 e 2016, sobretudo no período 2002-2008 e 2010-2012. No primeiro, o preço passou de US\$ 24.99 em 2002 para US\$ 96.94 em 2008 e, no segundo período, após a Crise de 2009, a cotação subiu de US\$ 79.61 para US\$ 111.63, o pico da série histórica do preço do petróleo (Gráfico 13).



Gráfico 13. As cotações do barril de petróleo tipo Brent (barril de petróleo referência na Bolsa de Valores de Londres) no mercado spot (barril de petróleo negociado no mercado à vista) entre 2002 e 2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da BP, 2017.

Na medida em que os preços foram sendo elevados, entre outros fatores, pela forte expansão da demanda asiática por hidrocarbonetos, especialmente a China e Índia e, pela especulação do mercado financeiro (Souza, 2010), que proporcionaram o maior fluxo financeiro dos países ricos em direção aos países periféricos, jamais ocorrido na história mundial.

Tal conjuntura levou ao acirramento das tensões entre os dois grupos a ponto dos grandes consumidores proporem junto ao G20 (a cúpula das vinte maiores economias mundiais) a fixação de tetos para as cotações das commodities agrícolas, energéticas e minerais comercializadas internacionalmente (Souza, 2012).

A seguir faremos uma análise dos 10 maiores consumidores mundiais de petróleo:

Os quatro maiores países consumidores de petróleo (EUA, China, Índia e Japão) representam aproximadamente 42% de toda a demanda mundial (BP, 2017). A liderança norte-americana não deverá ser alterada nos próximos anos, haja vista que a produção dos seus reservatórios não convencionais (vide item 5.4 neste capítulo) deverá ser reduzida em razão do aumento do custo de produção e da tendência de estabilização da cotação do barril de petróleo no mercado internacional, inviabilizando economicamente parte dos reservatórios não convencionais norte-americanos.

Os outros três grandes consumidores de petróleo (China, Índia e Japão) apresentam declínio de suas produções nacionais, além de contarem com reduzidas reservas de petróleo, com

a exceção da China, que apresenta um volume significativo, em maior parte, na porção *onshore* e, em menor, no *offshore* chinês, sobretudo nas porções nordeste, leste e sul do Mar da China.

A expansão da exploração dos reservatórios de hidrocarbonetos chinesa na porção sul do Mar da China está diretamente relacionada à solução das questões técnica e geopolítica. Na primeira, em virtude de não avançar na produção de petróleo e gás natural em águas profundas e ultraprofundas em razão da falta do domínio tecnológico e, no segundo empecilho, pela disputa com outros países do sudeste asiático, no que tange a soberania sobre as centenas de ilhas que compõem o Sul do Mar da China (EIA, 2013).

Parte das centenas de ilhas que compõem o Sul do Mar da China, não apresentam condições para a ocupação humana, porém despertam o interesse econômico e estratégico dos países que são banhados pelas águas, em virtude do grande fluxo de transporte de mercadorias por via marítima e, do potencial econômico dos recursos naturais, sobretudo hidrocarbonetos (EIA, 2013).

A tendência da continuidade do crescimento econômico da China, Índia e Japão para os próximos anos poderá elevar o consumo de petróleo e conseqüentemente as importações destes países.

A Arábia Saudita encontra nas exportações de combustíveis e derivados de petróleo da Saudi Aramco a maior fonte de receitas e, ao mesmo tempo incrementa o consumo interno, visando também a redução da dependência econômica do país das exportações de petróleo bruto.

A Rússia apresenta um mercado consumidor relevante, sobretudo pelo fato de deter a terceira maior capacidade mundial de refino do petróleo (BP, 2017) e, tem nas exportações de combustíveis e derivados de petróleo, uma das principais fontes de receitas do país.

Já o Brasil encontra no seu mercado interno, o principal fator da grande demanda petrolífera e, tal condição norteia o país na busca pela autossuficiência energética desde o início do século XX. A ampliação da produção dos reservatórios do Pré-sal em curso, deverá além de atender a demanda e, gerar excedente para as exportações de petróleo bruto leve com um maior valor comercial.

A Coreia do Sul e a Alemanha apresentam características semelhantes em termos de consumo de petróleo, por serem países com grande nível de industrialização e apresentarem insignificantes reservas de hidrocarbonetos. Assim, tornam-se extremamente dependentes das importações desse insumo, situação que não deverá ser alterada nos próximos anos.

Por último, o Canadá, que apresenta um importante mercado consumidor por meio da sua capacidade de refino de petróleo e, conseqüentemente, das exportações de combustíveis e derivados de petróleo.

Duas grandes conseqüências do I Choque do Petróleo em 1973 (Capítulo I) foram a criação da Agência Internacional de Energia (AIE) que congrega os principais países importadores de petróleo, com exceção da China e Índia. Este organismo internacional exigiu dos países membros, a construção e manutenção de estoques estratégicos de petróleo que fossem equivalentes a no mínimo 90 dias de importação de petróleo dos seus associados (IEA, 2015).

A constituição dos estoques estratégicos de petróleo passou a ser um dos elementos de flutuação das cotações do barril de petróleo no mercado internacional, compondo a relação basilar de oferta e demanda na comercialização da *commodity*. Tal mecanismo é instrumentalizado pelos Estados Unidos como um dos elementos de controle dos preços do barril de petróleo, aumentando ou reduzindo os estoques de acordo com o interesse em atuar na elevação ou redução da cotação do barril no mercado internacional.

A condição de interferência norte-americana no mercado internacional é derivada da capacidade de estocagem de petróleo dos Estados Unidos que atualmente contam com um volume de um bilhão de barris de petróleo, que representa aproximadamente 100 dias de importação norte-americana ou quase 11 dias do consumo mundial.

Embora os Estados Unidos continuem sendo um importante importador de petróleo bruto, tendo importado em 2016 cerca de oito milhões de barris diários ou aproximadamente 18,5% da importação mundial total (BP, 2017), a manutenção dos preços do barril de petróleo acima dos 50 dólares torna-se estratégico para a viabilidade da produção de parte dos reservatórios de *shale gas* e *shale oil* norte-americano.

Da mesma forma que atualmente os Estados Unidos têm interesse na manutenção dos preços a um piso mínimo que viabilize a sua produção em reservatórios de hidrocarbonetos não convencionais, o Reino Unido não rechaçou de forma contundente a iniciativa dos membros árabes da OPEP com o I Choque do Petróleo em 1973 (Capítulo I), em virtude da viabilidade econômica da produção dos reservatórios de hidrocarbonetos ingleses no Mar do Norte em razão do aumento na cotação do barril de petróleo no mercado internacional.

5.4 – Os reservatórios convencionais e não convencionais dos hidrocarbonetos

Do ponto de vista geológico, os reservatórios são rochas que apresentam uma combinação apropriada de valores de porosidade e permeabilidade que possibilitam a acumulação de hidrocarbonetos. Tais reservatórios podem ser classificados em convencionais e não convencionais. Os primeiros apresentam altos percentuais de permeabilidade e porosidade em relação aos não convencionais (Reservatórios Não Convencionais, 2014).

Os reservatórios convencionais geralmente são formados por arenitos, calcarenitos ou conglomerados diversos (Milani, 2000), registrados nas diversas ocorrências de hidrocarbonetos nas bacias paleozoicas, no Pós-sal das bacias da margem leste brasileira e, nos reservatórios convencionais do Pré-sal brasileiro (Buchebe, 2017), rochas carbonáticas de origem microbiana (Carminatti *et al.* 2008).

Os reservatórios de hidrocarbonetos convencionais são responsáveis pelo fornecimento de 70% de toda a demanda mundial de petróleo (Sauer, 2016), apresentando variação nos custos de produção dos principais países produtores, como apresenta o Gráfico 14.

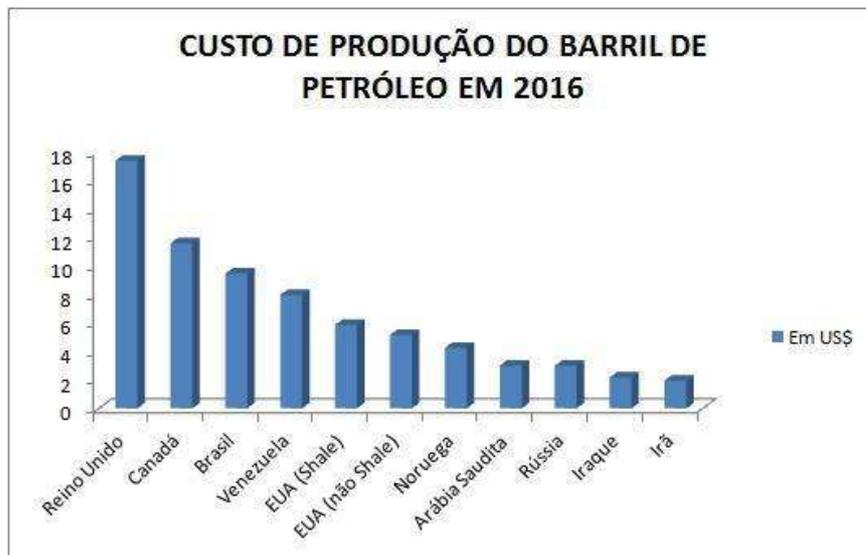


Gráfico 14. O custo de produção do barril de petróleo em reservatórios convencionais e não convencionais em 2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos do WSJ, 2016.

Os quatro maiores produtores de petróleo por meio de reservatórios de hidrocarbonetos convencionais (Arábia Saudita, Rússia, Irã e Iraque) representam 35% de todo o petróleo produzido em 2016 (BP, 2017), ao mesmo tempo, eles são os que apresentam os menores custos

de produção (Gráfico 14), que somadas a condição de detentoras das 2°, 6°, 4° e 5° maiores reservas mundiais de petróleo, respectivamente (Gráfico 15) ou aproximadamente 40% de toda a reserva global (BP, 2017), permite um posicionamento estratégico destes países no mercado internacional.



Gráfico 15. As 10 maiores reservas mundiais de petróleo em 2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da BP, 2017.

Por sua vez, os reservatórios não convencionais apresentam seis tipos de ocorrências (Reservatórios Não Convencionais, 2014):

- (i) Shale gás (gás de folhelho);
- (ii) Shale oil (óleo de folhelho);
- (iii) Tight gas sandstones (arenitos gaseíferos fechados);
- (iv) Fractured reservoirs (reservatórios naturalmente fraturados - folhelho, arenito, conglomerado, calcarenito, carbonato e vulcânica⁸);
- (v) Coalbed methane (gás de carvão) e,
- (vi) Oil shale (folhelho betuminoso).

⁸ No caso da Bacia de Campos, os basaltos fraturados da Formação Cabiúnas.

A vantagem competitiva da Arábia Saudita, Rússia, Irã e Iraque, no mercado internacional, os posicionam também de forma estratégica em relação à entrada de potenciais novos produtores em reservatórios não convencionais, em tempos de baixa cotação do petróleo no mercado mundial.

Por outro lado, o declínio das reservas de petróleo da Noruega, Reino Unido e consequentemente da produção (BP, 2017) somado aos elevados custos de produção em relação à Arábia Saudita, Irã e Iraque, sobretudo o Reino Unido (Gráfico 14) tornam os reservatórios do Mar do Norte menos competitivos no âmbito do mercado internacional de petróleo.

Embora apresente a maior reserva mundial de petróleo, a Venezuela (Gráfico 15) tem registrado o declínio de sua produção entre 2006 e 2016 (BP, 2017) em virtude da instabilidade política, somado a redução dos investimentos por parte da PDVSA, no desenvolvimento das reservas de hidrocarbonetos nacional, sobretudo, da Faixa Petrolífera do Orinoco, que apresenta reservatórios de petróleo ultra pesado com baixo valor no mercado internacional.

As dificuldades encontradas pela Venezuela para a expansão de sua produção de petróleo encontram-se também no seu custo de produção mais elevado em relação aos quatro de menores custos (Gráfico 14), um entrave concorrencial na disputa pelo mercado internacional do petróleo.

A expansão contínua da produção de petróleo dos Estados Unidos e do Canadá desde a década passada, está alicerçada na terceira e décima maiores reservas mundiais de petróleo (Gráfico 15), no aumento da cotação do barril de petróleo no mercado internacional e na redução dos custos de produção dos reservatórios não convencionais *shale gas* e *oil shale* no caso norte-americano e das areias betuminosas, no Canadá.

Esses fundamentos econômicos colocam em cheque a continuidade da expansão da produção nos Estados Unidos e Canadá, em virtude da estabilização do preço do barril de petróleo por volta de US\$ 65 no mercado internacional e dos custos de produção dos reservatórios convencionais e não convencionais dos Estados Unidos e, principalmente, os não convencionais do Canadá serem superiores aos principais produtores mundiais de petróleo (Gráfico 14).

Os reservatórios do Pré-sal brasileiro embora apresentem o segundo maior custo de produção dentre os países selecionados no Gráfico 14, terá, com a entrada de novos poços produtores nos campos em produção, uma redução do custo de produção do barril de petróleo que, somados às suas características químicas, um óleo com níveis de grau API médio e leve, e

consequentemente de maior valor agregado, posicionará os reservatórios do Pré-sal brasileiro de forma competitiva no mercado internacional do petróleo, sobretudo em relação às províncias petrolíferas produtoras *offshore* em declínio.

O Kuwait, os Emirados Árabes Unidos e a Líbia detêm as 7°, 8° e 9° maiores reservas mundiais de petróleo (Gráfico 15) que, somadas representam 14,4 % de todas as reservas mundiais de petróleo (BP, 2017). Além disto, seus baixos custos de produção permitem produzirem 8,3 % de todo o petróleo mundial (BP, 2017), posicionando os Emirados Árabes Unidos e o Kuwait como os 7° e 9° maiores produtores mundiais (Gráfico 16).

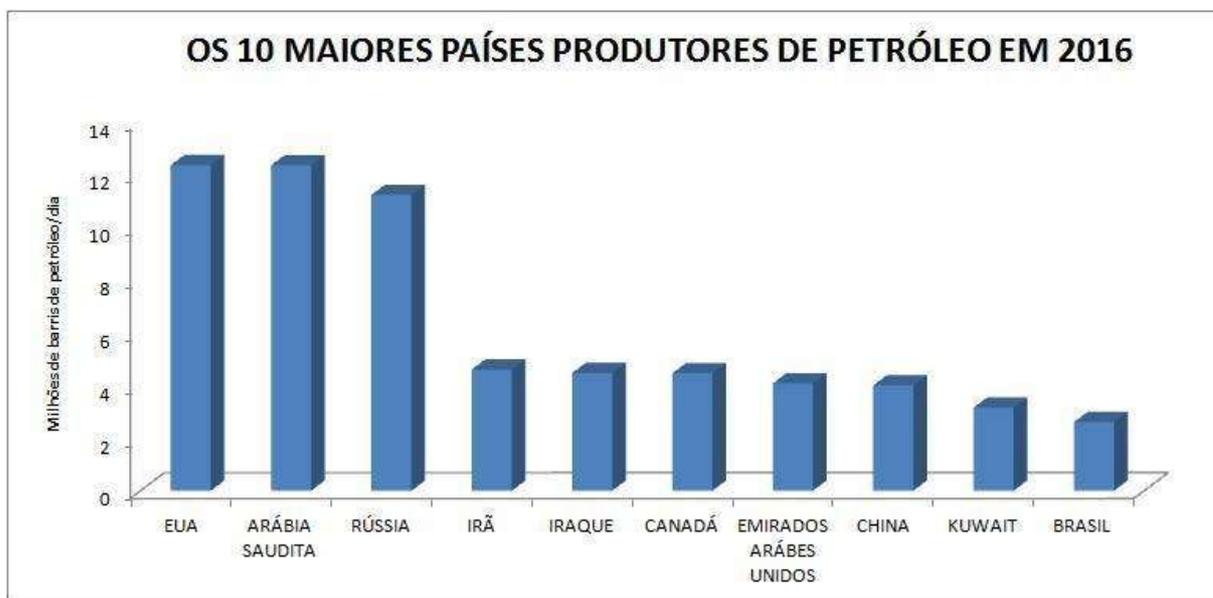


Gráfico 16. Os 10 maiores países produtores de petróleo em 2016. Elaborado pelo autor a partir dos dados extraídos da BP, 2017.

Embora a Líbia tenha a nona maior reserva mundial de petróleo, produziu menos de 500 mil barris diários em 2016 (BP, 2017), sendo que tal discrepância produtiva decorre do fato da Líbia ter sido um dos países onde ocorreram a partir do final de 2010 mobilizações sociais em defesa da liberdade democrática nos países do Norte da África e Oriente Médio, denominada “Primavera Árabe”.

A “Primavera Árabe” na Líbia resultou na deposição do presidente líbio Muammar Gaddafi, uma das lideranças da OPEP e, sobretudo na desestruturação da indústria do petróleo líbio que, acarretou no forte declínio da produção de petróleo nacional. Se em 2010 (um ano

antes do levante popular) a produção foi de cerca de 1,7 milhão de barris diários, em 2016, a produção atingiu 426 mil barris por dia (BP, 2017).

As fortes suspeitas sobre o financiamento do movimento da “Primavera Árabe” recaem sobre os países centrais principalmente os Estados Unidos que visavam uma desestruturação, política, econômica e social dos países árabes envolvidos, sobretudo aqueles importantes produtores de hidrocarbonetos que possibilitariam na abertura dos mercados locais de petróleo e gás natural para as empresas internacionais de petróleo, sobretudo as norte-americanas, como ocorreu no Iraque, com a queda de Saddam Hussein.

O custo de produção mais elevado da maior parte das ocorrências dos reservatórios de hidrocarbonetos não convencionais em relação aos convencionais, somente foi possível torná-los viáveis do ponto de vista econômico, com o aumento do preço do barril de petróleo no mercado internacional (Capítulo I) e do desenvolvimento de novas tecnologias para o aumento da recuperação dos fluidos nos poços perfurados.

Os principais produtores de petróleo em reservatórios não convencionais, os Estados Unidos e Canadá - os primeiros em reservatórios de arenitos e carbonatos e o segundo, em reservatórios de arenitos betuminosos.

Em setembro de 2016, a produção diária norte-americana nos reservatórios não convencionais era estimada em 3,9 milhões de barris de petróleo ou aproximadamente 47% do total produzido no país (Sieminski, 2016). Se considerarmos os dados de produção divulgados pela British Petroleum (Gráfico 16). Esse percentual seria de cerca de 32% de todo o petróleo produzido no país.

No Canadá, em 2016, a produção de petróleo originado de reservatórios não convencionais superou 2,4 milhões de barris de petróleo/dia (CERI, 2017) ou cerca, de 54% de todo o petróleo produzido no país (Gráfico 16).

Embora a Rússia não seja membro da OPEP, a sua condição de terceiro maior produtor mundial, desempenha uma função estratégica no mercado internacional, em virtude do volume de sua produção e, da sua atuação conjunta com a OPEP, quando necessário, para estabilizar a cotação do barril do petróleo, com a adoção de medidas de restrição ou ampliação da oferta no mercado internacional, em função do volume produzido somado da Rússia e dos países membros da OPEP, representar aproximadamente 55% de toda a produção global de petróleo em 2016 (BP, 2017).

Dentre os 10 maiores países produtores de petróleo em 2016, a metade dos países não integram a OPEP. Embora a China seja o oitavo maior produtor mundial em 2016 (Gráfico 16), a sua dependência do fornecimento externo é vital para a continuidade do seu crescimento econômico, razão de ser o segundo maior importador de petróleo, situação que não alterará nos próximos anos, sobretudo pela estagnação da sua produção *offshore* no Mar da China.

A condição atual e futura da produção brasileira (10° maior país produtor) será analisada no tópico a seguir.

5.5 – O Pré-sal brasileiro

O Brasil durante todo o século XX manteve-se como um agente secundário, no mercado internacional do petróleo (Capítulo I).

No período anterior a constituição da Petrobras em 1953, em função do pessimismo por parte das companhias internacionais do petróleo, sobre o potencial de produção de hidrocarbonetos no país.

Na fase pós Petrobras, o sucesso na exploração e produção *offshore* de hidrocarbonetos na margem leste brasileira, logrou o êxito de levar o país, a autossuficiência petrolífera nos anos de 2006 e 2007 (ANP, 2009), entretanto, no ano seguinte, tal condição não se manteve, em virtude do crescimento do consumo nacional e, do declínio da produção de petróleo nos principais campos do Pós-sal na Bacia de Campos.

A condição de coadjuvante da Petrobras no mercado internacional deveu-se ao volume de reservas provadas do país que, em 2016, alcançou 12,6 bilhões de barris de petróleo (sem considerar as reservas do Pré-sal) ou 0,7% das reservas globais (BP, 2017). Se considerarmos apenas as reservas da Petrobras em 2016, o volume reduz para 8,07 bilhões de barris de petróleo (Petrobras, 2016a) ou aproximadamente 0,5% de toda a reserva mundial (BP, 2017).

Entretanto, a posição brasileira no mercado alterou drasticamente com a viabilidade da produção dos reservatórios do Pré-sal brasileiro em 2005, embora as reservas brasileiras não contenham ainda o volume de hidrocarbonetos contidos nos reservatórios abaixo da sequência evaporítica.

A produção de petróleo e gás natural no Pré-sal brasileiro, sobretudo, na Bacia de Santos (Souza & Sgarbi, 2016) potencializa a condição do Brasil como um exportador de

hidrocarbonetos a médio e longo prazo, diante da magnitude das reservas e da atual produção, que alcançou no mês de julho de 2017 aproximadamente 1,3 milhão de barris de petróleo, ou cerca, de 49 % de todo o petróleo produzido no país (ANP, 2017).

Se por um lado, o Brasil poderá se tornar um exportador de petróleo ou derivados a médio e longo prazo, por outro, a não auto-suficiência em termos de produção de derivados, expõem a Petrobras a concorrência com as grandes IOCs que atuam na distribuição de combustíveis e derivados no mercado brasileiro.

A quebra do monopólio das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos pela Lei 9.478/97 (Artigo II) trouxe também a perda da exclusividade pelo comércio exterior de petróleo e derivados para a Petrobras, que passou a competir no mercado interno com os derivados importados a preços mais baixos pelas outras companhias.

O crescimento econômico nacional a partir dos anos 2000 impôs um aumento do consumo e conseqüentemente das importações de derivados tanto pela Petrobras quanto pelas outras empresas.

A construção da refinaria Abreu e Lima e dos outros projetos de refinarias no Maranhão e Ceará, visavam à autossuficiência nacional e as exportações de derivados e, ao mesmo tempo, combater a distorção na distribuição regional de derivados, sobretudo, nas regiões Norte⁹, Nordeste¹⁰ e Centro-Oeste¹¹ do país.

O controle do comércio exterior de petróleo e derivados por parte da Petrobras durante o monopólio permitiu ao país desenvolver sua indústria de base e de transformação, com os investimentos realizados pela Petrobras com os recursos em boa parte auferidos pelas diferenças do petróleo produzido e vendido internamente a preços internacionais (Suárez, 2012). Tal diferença permitiu a Petrobras se capitalizar, para fazer frente aos investimentos nas atividades de exploração e produção nas bacias da margem leste brasileira (Artigo I).

A partir de 2015, a política da Petrobras de equiparar os preços dos combustíveis cobrados no país aos do mercado internacional, acarretou na diminuição das vendas e, conseqüentemente na lucratividade da empresa, ao mesmo tempo, reduziu o uso da capacidade

⁹ Dispõe de baixa capacidade de refino.

¹⁰ Dispõe de baixa capacidade de refino.

¹¹ Não possui refinaria.

das refinarias¹² da companhia, além de possibilitar o aumento dos ganhos das companhias nacionais e internacionais, ao importarem combustíveis para a comercialização no Brasil.

Se no período monopolista (Artigo II) a Petrobras conseguiu investir no *offshore* brasileiro com a capitalização no segmento de refino e distribuição de petróleo e derivados no país, hoje a concorrência internacional com os derivados importados, diminuem os ganhos da empresa que poderiam ser direcionados para o desenvolvimento dos vários campos do Pré-sal brasileiro, principalmente na Bacia de Santos (Artigo I).

A perda de parte considerável do mercado interno pela Petrobras, somada a dificuldade de obtenção de financiamento externo e, do impeachment da presidente da República Dilma Rousseff em 2016, ambos, em virtude dos desdobramentos econômicos e políticos da Operação Lava Jato, estabeleceram na direção da companhia, o objetivo de desvalorizá-la e, ao mesmo tempo, enfraquecer a condição da Petrobras de operador legal dos reservatórios do Pré-sal brasileiro, justificado erroneamente e de má fé, no alto custo da produção, principalmente, em relação aos reservatórios convencionais dos membros da OPEP, como analisado no tópico anterior.

A estratégia do comando da Petrobras em promover o enfraquecimento da companhia, pode ser sintetizado na venda de alguns dos campos produtores ou em desenvolvimento do Pré-sal brasileiro para seus concorrentes internacionais, que buscam desesperadamente por novas províncias petrolíferas, tendo em vista o declínio da produção de hidrocarbonetos no Mar do Norte, da redução de novas grandes descobertas no Golfo do México e na margem oeste africana, além do controle de 75% das reservas mundiais de petróleo pelas *National Oil Companies* (Capítulo I).

O custo operacional do barril de petróleo produzido no Pré-sal brasileiro pela Petrobras tende a reduzir, em virtude da grande infraestrutura de logística e apoio operacional aos campos, já instalados, disponíveis e com os investimentos amortizados, que é o Centro de Apoio Operacional de Macaé, no estado do Rio de Janeiro, localizado a nordeste da Bacia de Santos, que foi construído há mais de 30 anos, para atender a Bacia de Campos.

Outro fator de redução do custo operacional, diz respeito, a entrada de duas dezenas de plataformas de produção de petróleo e gás natural principalmente na Bacia de Santos e, em menor número na Bacia de Campos até 2021 (Petrobras, 2016b), possibilitará a produção de pelo

¹² Embora a Petrobras controle quase a totalidade da capacidade de refino no Brasil, a empresa utilizou somente 70% de sua capacidade total de refino em 2016 (Petrobras, 2016a).

menos, quatro milhões de barris de petróleo/dia somente pela Petrobras. Se considerarmos a entrada em operação de unidades de produção das outras companhias, a oferta de hidrocarbonetos no mercado interno, além de ser atendida, gerará um considerável excedente para o mercado externo, que deverá ser ampliado à medida que novas unidades de produção entrem em operação e, façam com que o custo de produção seja reduzido.

O grande volume das exportações brasileiras de petróleo a médio e grande prazo poderá gerar uma distorção na economia brasileira porque tende a provocar a valorização da taxa de câmbio com uma volumosa entrada de dólares no país, inibindo a diversificação das exportações e conseqüentemente acelerando o processo de desindustrialização, denominada “doença holandesa” (Souza, 2011).

5.6 - Conclusões

A continuidade do desenvolvimento dos reservatórios de hidrocarbonetos do Pré-sal brasileiro pela Petrobras tem como pano de fundo a luta travada desde o início do século XX entre os países detentores de grandes reservas de hidrocarbonetos e as companhias internacionais do petróleo, principalmente as Sete Irmãs.

A constituição da Petrobras em 1953 em um cenário internacional de absoluto controle do mercado internacional do petróleo pelas companhias internacionais, apresentava, para a estatal brasileira um desafio praticamente inatingível de levar o país a autossuficiência energética.

Diferente do panorama no mercado internacional do petróleo no século XX, atualmente o aumento gradual da produção de hidrocarbonetos nos reservatórios do Pré-sal ocorre em um momento extremamente adverso para as companhias internacionais, que coloca em risco a sobrevivência futura das principais companhias internacionais de petróleo. Neste cenário podemos elencar os seguintes fatores:

- (i) Mar do Norte, Golfo do México e Mar da China encontram-se em declínio de suas produções;
- (ii) Raras descobertas de reservatórios de hidrocarbonetos com volumes expressivos;
- (iii) Controle das Companhias Nacionais de Petróleo sobre 90% das reservas mundiais de hidrocarbonetos;
- (iv) Em virtude do volume das reservas de petróleo e gás natural, a qualidade dos hidrocarbonetos, a expansão da produção, o alto índice de sucesso nas perfurações e

a contínua redução do custo de produção, atraíram as principais companhias mundiais de petróleo, tanto privadas quanto estatais para desenvolverem atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos no Pré-sal brasileiro.

As características geológicas e econômicas dos reservatórios posicionados abaixo da sequência evaporítica, coincidem com a situação de estagnação e retração na produção em regiões produtoras de hidrocarbonetos *offshore* no planeta, como Golfo do México, Mar do Norte e Mar da China. Elas que impactam a condição futura das reservas das principais companhias petrolíferas, enfraquecendo, no competitivo mercado de petróleo e gás natural, algumas das principais companhias internacionais como a norueguesa Statoil, a espanhola Repsol e a chinesa Cnooc, em virtude das reservas de petróleo e gás natural de uma petroleira, serem a razão basilar da própria existência de uma companhia integrada de petróleo.

Outro fator de fortalecimento da posição do Pré-sal brasileiro diante do mercado internacional do petróleo, deve-se a tendência do suprimento futuro de hidrocarbonetos no mercado internacional ser oriundo dos reservatórios não convencionais, que diferentemente dos reservatórios do Pré-sal brasileiro, reservatórios não convencionais apresentam em sua grande maioria, custos elevados de produção, necessitando de altas cotações do barril de petróleo no mercado internacional para terem suas explorações viabilizadas.

A viabilidade e competitividade da produção de petróleo e gás natural nos reservatórios do Pré-sal brasileiro, apresentam um grande potencial em tornar-se um importante fornecedor de hidrocarbonetos para o mercado mundial a longo prazo. Entretanto, caso a Petrobras não prossiga a frente, de pelo menos da maioria dos atuais e futuros campos produtores, o país perderá uma grande oportunidade de desenvolvimento da indústria do petróleo nacional, a exemplo do que os norte-americanos e noruegueses fizeram com a exploração dos reservatórios de hidrocarbonetos do Golfo do México e Mar do Norte, respectivamente.

As perspectivas na expansão da produção de petróleo e gás natural no Pré-sal brasileiro, juntamente com a continuidade da importância do petróleo e gás natural, tanto para a matriz energética mundial quanto para o uso intensivo na petroquímica e refino, manterão a pressão política e econômica dos grandes importadores e de suas companhias petrolíferas sobre o Brasil, a Petrobras e as reservas presentes no Pré-sal brasileiro.

6 - CONCLUSÕES DA TESE

Diante da tentativa em responder ao questionamento inicial, do qual se refere o objetivo principal desta tese, "O Pré-sal brasileiro pode levar o Brasil ao desenvolvimento econômico, social e tecnológico?", apresentamos as seguintes conclusões:

A produção comercial de petróleo e gás natural no Pré-sal brasileiro ao longo destes 10 anos, consolidou a condição de referência internacional da Petrobras na exploração e produção de hidrocarbonetos em reservatórios *offshore*, localizados em águas profundas e em elevadas profundidades.

O êxito da Petrobras e as características técnicas e econômicas dos reservatórios do Pré-sal brasileiro, impactaram economicamente o país em quatro áreas:

- (i) A Bacia de Santos, localizada na maior parte, em frente aos dois principais estados da federação, tornou-se a principal bacia sedimentar receptora de investimentos em exploração e produção de hidrocarbonetos no país e, continuará sendo, nas duas próximas décadas;
- (ii) O Brasil atingiu e reforçou a sua autossuficiência petrolífera;
- (iii) O aumento da arrecadação de royalties e participação especial e;
- (iv) O aumento do saldo no comércio exterior de petróleo bruto.

Além dos ganhos diretos, a produção de hidrocarbonetos no Pré-sal brasileiro, apresenta desafios técnicos e econômicos, que deveriam ser transformados em oportunidades para o desenvolvimento econômico, social e tecnológico do país. Destas oportunidades, podemos destacar quatro áreas:

- (i) Aumentar o fator de recuperação de petróleo e gás natural dos reservatórios;
- (ii) Aumentar a separação de gás carbônico (CO₂) e, de outros contaminantes contidos no gás natural associado ao petróleo;
- (iii) Construir novos gasodutos para o escoamento do gás natural e;
- (iv) Construir novas unidades de beneficiamento do gás natural.

Em decorrência do aumento da oferta de gás natural, proveniente do Pré-sal brasileiro, outros cinco setores, deveriam ser beneficiados:

- (i) A construção de uma rede nacional de gasodutos;
- (ii) Aumento do consumo industrial, de transporte e residencial de gás natural no país;
- (iii) Construção de novas usinas termelétricas;
- (iv) Aumento da produção nacional de fertilizantes, tendo em vista que a agricultura brasileira importa 90% de sua demanda e;
- (v) Aumento dos investimentos em petroquímica.

A política de Estado no setor energético adotado no Brasil até 2015, visava maximizar a captação da renda petroleira e, ao mesmo tempo, direcionar os recursos auferidos, em investimentos nos setores estratégicos da economia, além de ampliar e reforçar o posicionamento estratégico da Petrobras, como empresa integrada de energia, concomitantemente, ao financiamento público, por meio do BNDES, das grandes empresas nacionais de engenharia, que estruturaram suas atividades empresariais para atender a crescente demanda por obras e serviços demandadas pela Petrobras, sobretudo, em virtude do Pré-sal brasileiro.

A política de desenvolvimento nacional, a partir da produção dos reservatórios de hidrocarbonetos do Pré-sal brasileiro, contou ainda com o reaparelhamento das Forças Armadas brasileiras, com o intuito de resguardar militarmente o território nacional, inclusive as unidades de produção do Pré-sal brasileiro, por meio de contratos de transferências tecnológicas entre fabricantes europeus e empresas brasileiras.

Na Marinha do Brasil, coube e empresa estatal francesa Direction des Constructions Navales Services (DCNS), atualmente denominada Naval Group, ser a responsável pela transferência de tecnologia, visando a fabricação do primeiro submarino nuclear brasileiro, a cargo da Nuclebrás Equipamento Pesados S.A (NUCLEP), empresa estatal brasileira e, a Itaguaí Construções Navais (ICN), um *joint venture* entre o grupo empresarial brasileiro Odebrecht e a Naval Group.

Na Aeronáutica, por sua vez, a empresa sueca Svenka Aeroplan Aktiebolaget (Saab), acordou na transferência de tecnologia e no desenvolvimento em conjunto com a companhia brasileira Embraer, de um avião de combate, o Gripen NG.

A tentativa do desenvolvimento nacional autônomo, encontrou obstáculos ao longo da história brasileira, tanto pelos interesse de parcela da população, da qual buscava resguardar seus interesses e/ou privilégios e, ao mesmo tempo, estas pretensões estavam conectados com as

aspirações e pressões das potências ocidentais, que objetivavam a expansão econômica e imperialista.

Enquanto na geopolítica do petróleo no século passado, a atuação das companhias internacionais de petróleo, junto aos grandes países produtores de petróleo e gás natural, representavam a extensão da política externa de seus países de origem, sobretudo, os Estados Unidos, no século XXI, além dos componentes diplomático e militar de outrora, atualmente os fatores financeiro e jurídico se fazem presentes quando necessários, por meio, respectivamente, dos bloqueio econômicos e das ações processuais nos tribunais arbitrais, eleitorais e criminais.

A evolução tecnológica do sistema financeiro internacional, no qual, os Estados Unidos controlam grande parte das transações econômicas, em virtude do dólar ser o referencial nas operações financeiras, possibilita aos norte-americanos, aplicar sanções econômicas sobre a maior parte dos países.

A hegemonia dos Estados Unidos sobre o sistema financeiro internacional, possibilitou ao país, impôr bloqueios econômicos à Venezuela, Irã, Iraque, Rússia e Líbia, justamente, cinco das 10 maiores reservas mundiais de petróleo no século XXI.

Os Estados Unidos utilizou a mesma estratégia, em relação aos quatro dos 10 maiores produtores mundiais de petróleo: Rússia, Irã, Iraque, além da China (motivado pela Guerra Comercial contra os Estados Unidos).

Além do recente fator econômico, o componente jurídico, tornou-se um dos pilares na geopolítica energética norte-americana, em virtude dos acordos de cooperação celebrados entre o Departamento de Estado norte americano e outros países, inclusive o Brasil, visando entre outros objetivos, o combate aos crimes de lavagem de dinheiro. Desta forma, além do compartilhamento de informações e dados, o governo norte-americano treinou, por intermédio de cursos de capacitação e aperfeiçoamento, servidores públicos federais e estaduais brasileiros.

O estreitamento das relações entre os agentes dos serviços de investigação e espionagem dos Estados Unidos e os servidores brasileiros, possibilitaram o fomento às investigações, dentre as quais, a Operação Lava Jato, que direcionou suas atenções no superfaturamento de obras e serviços na Petrobras e, no pagamento de propina a executivos da companhia brasileira e políticos brasileiros, por intermédio do corpo diretivo das grandes construtoras brasileiras.

O motivo nobre do combate à corrupção no Brasil, não direcionou as ações judiciais e de arbitragem, somente aos executivos da Petrobras e das grandes construtoras brasileiras, que

possibilitariam a manutenção dos investimentos da Petrobras e do equilíbrio financeiro das empresas de engenharia, da mesma forma, como fizeram os alemães com as investigações e sanções no pós II Guerra Mundial, em especial, as empresas químicas e farmacêuticas alemães, das quais apoiaram, financiaram e lucraram com o nazismo.

Os Estados Unidos utilizaram da estatização para salvar da falência eminente, as empresas envolvidas nos mais variados crimes financeiros, cometidos antes e durante a crise financeira norte-americana, na década passada.

Diferentemente da Alemanha e dos Estados Unidos, a companhia estatal brasileira, passou da condição de vítima, para infratora. Assim, a influência do Departamento de Estado por meio das suas unidades de espionagem, junto aos órgãos de investigação e do Judiciário brasileiro, possibilitaram aos Estado Unidos, neutralizar o fortalecimento da Petrobras e, ao mesmo tempo, enfraquecer as empresas brasileiras de engenharia.

As empresas brasileiras de engenharia, despertavam as atenções dos Estados Unidos, desde a década passada, com ampliação da atuação destas companhias nas Américas, inclusive nos Estados Unidos, mercado tradicionalmente cativo para as empresas norte-americanas e, também no continente africano, que também atraía as atenções dos Estado Unidos, em relação a presença brasileira e chinesa naquele continente.

O fortalecimento da Operação Lava Jato, contou com o apoio, de grande parte da sociedade brasileira, inclusive das empresas de mídia, Ministério Público, Judiciário, Forças Armadas, principalmente do Exército e, de parte do Congresso Nacional, que acarretaram na mudança da presidência da república em 2016 e, da instauração de uma visão hegemônica, de desenvolvimento nacional dependente das grandes potências mundiais.

O novo modelo de desenvolvimento nacional, implementou mudanças estruturais, das quais podemos destacar:

- (i) Alterações no marco regulatório do Pré-sal brasileiro;
- (ii) Aplicação dos recursos auferidos com a produção de petróleo e gás natural para áreas não estratégicas;
- (iii) Vendas de ativos da Petrobras em todos os segmentos das indústria do petróleo e gás natural, transformando a empresa em uma petroleira com ênfase na exploração e produção de petróleo e gás natural, sobretudo no Pré-sal da Bacia de Santos;

- (iv) Cortes orçamentários das universidades, instituto de pesquisa e tecnologia, nos projetos do submarino nuclear brasileiro e, do avião de combate Gripen NG;
- (v) Venda da Embraer para a companhia norte-americana Boeing.

Desta forma, estar em curso no Brasil a desestruturação do projeto nacional de desenvolvimento econômico social e tecnológico, a partir da produção dos reservatórios de petróleo e gás natural do Pré-sal brasileiro.

7 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS DA INTRODUÇÃO, CAPÍTULO I E CAPÍTULO II

AFDB - African Development Bank. 2009. Oil and Gas in Africa. Oxford. Oxford University Press, 272p.

Alveal, C. 1994. Os desbravadores: a Petrobras e a construção do Brasil industrial. Rio de Janeiro, 243p.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2015. Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural. Rio de Janeiro. Disponível em: <<https://www.anp.gov.br/SITE/acao/download/?id=75466>>. Acesso em: 14 fev. 2016

ANP – Agência Nacional Do Petróleo, Gás Natural E Biocombustíveis. 2017. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Rio de Janeiro - Julho 2017 / Número 83. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/Boletim-Producao_julho-2017.pdf>. Acesso em: 15 set. 2017.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2018. Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural. Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/Boletim-Producao_fevereiro-2018.pdf> . Acesso em: 10 jul. 2018.

Bain, C., & Tozzini, F. 2009. Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural. Bain & Company e Tozzini Freire Advogados, Relatório I, 559p

Barneda, D. 2007. La Compañía Mendocina de Petróleo y la explotación del yacimiento Cacheuta. *Petrotecnia*, 48, 10-11.

Barnes, A. J. & Winter, E. 2003. The Caspian Oil Reserves - The political, economic and environmental implications of “Black Gold” in the world market. Disponível em: <<https://web.stanford.edu/class/e297a/Caspian%20Oil%20Reserves.pdf>>. Acesso em: 6 out. 2017.

BP - British Petroleum. 1951. BP Statistical Review of World Energy 60 years. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-60-anniversary.pdf>>. Acesso em: 8 out. 2017.

BP - British Petroleum. 2007. BP Statistical Review of World Energy. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bpcountry/en_ru/documents/publications_PDF_eng/Statistical_review_2007.pdf>. Acesso em: 8 out. 2017.

BP – British Petroleum. 2016. Annual Report. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2016.pdf>>. Acesso em: 28 set. 2017.

BP - British Petroleum. 2017. BP Statistical Review of World Energy. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>>. Acesso em: 25 out. 2017.

Bucheb, J.A. 2017. Desafios Tecnológicos e Potencial do Pré-sal. In: Neto, J.C.H. & Ferreira, A.N. (Coord.). Fórum Desafios do Pré-sal: riscos e oportunidades para o país. Belo Horizonte: Instituto Casa da Educação Física/Unicamp e Fórum Pensamento Estratégico – Penses, p. 16-29.

Carminatti, M., Wolff, B., Gamboa, L.A.P. 2008. New exploratory frontiers in Brazil. In: World Petroleum Congress, 19, Madri, Espanha, WPC Proceedings, 11p.

CERI – Canadian Energy Research Institute. 2017. Economics Impacts of Canadian Oil and Gas Supply in Canada and the US (2017-2027). 166, 102p.

Chevron. 2016. Annual Report. Disponível em: <<https://www.chevron.com/-/media/chevron/annual-report/2016/2016-Annual-Report.pdf>>. Acesso em: 28 set. 2017.

CNPC - China National Petroleum Corporation. 2016. Annual Report. Disponível em: <https://www.cnpc.com.cn/en/ar2016/AnnualReport_list.shtml>. Acesso em: 28 set. 2017.

Cohn, G. 1968. *Petróleo e nacionalismo*. São Paulo: Difusão Européia do Livro, 213p. Colby, G., & Dennett, C. 1998. *Seja feita a vossa vontade: a conquista da Amazônia–Nelson Rockefeller e o Evangelismo na Idade do petróleo*. Rio de Janeiro: Record, 1059p.

EIA - U.S Energy Information Administration. 2005. *Iraq Country Analysis Brief*. Disponível em: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Iraq/archive/pdf/Iraq_2005.pdf>. Acesso em: 16 nov. 2017.

EIA - U.S Energy Information Administration. 2013. *South China Sea*. Disponível em: <<https://www.eia.gov/beta/international/regions-topics.cfm?RegionTopicID=SCS>>. Acesso em: 8 out. 2017.

EIA - U.S Energy Information Administration. 2014. *Russia looks beyond West Siberia for future oil and natural gas growth*. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=18051>>. Acesso em: 8 out. 2017.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. 2016. *Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2013-2015*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Petroleo/Paginas/EPElan%C3%A7amapadoZoneamentoNacionaldeRecursosde%C3%93leoG%C3%A1s2013-2015.aspx>>. Acesso em: 15 jan. 2017.

Ermolaev, S. 2017. *The Formation and Evolution of the Soviet Union's Oil and Gas Dependence*. Carnegie Endowment for International Peace. Working Paper.

Exxon Mobil. 2016. *Annual Report*. Disponível em: <http://cdn.exxonmobil.com/~/_media/global/files/summary-annual-report/2016_summary_annual_report.pdf>. Acesso em: 28 set. 2017.

Fonseca, G. 1957. *Quê sabe você sobre petróleo?*. Livraria São José, 272p.

Gazprom. 2006. *History of Oil In Russia*. Disponível em: <http://www.sibneft.ru/pages.php?lang=1&page=2&print_friendly=1>. Acesso em: 6 out. 2017.

Gazprom. 2016. Annual Report. Disponível em: <<http://www.gazprom.com/f/posts/44/307258/gazprom-annual-report-2016-en.pdf>>. Acesso em: 28 set. 2017.

IEA – International Energy Agency. 2015. World Energy Outlook. 718p.

Krysiek, T.F. 2007. Agreements from Another Era - Production Sharing Agreements in Putin's Russia, 2000-2007. Oxford Institute for Energy Studies. Working Paper 34, 33p.

Martins, J. R. S. & Carneiro, C. D. R. 2012. Plataforma continental jurídica, recursos do pré-sal e ensino de Geociências. *Terræ*, 9(1-2): 61-109.

MEES - Middle East Economic Survey. 1960. The First OPEC Meeting Held In Baghdad. Disponível em: <<https://mees.com/opec-history/1960/09/16/first-opec-meeting-held-in-baghdad/>>. Acesso em: 6 out. 2017.

Milani E.J., Brandão J.A.S.L., Zalan P.V., Gamboa L.A.P. 2000. Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas. *Revista Brasileira de Geofísica*, 18(3): 352-396.

Nogueira, M. & Gaier, R. V. 2017. Petrobras vê custo no pré-sal abaixo de US\$7/barril e atrasos em plataformas. Disponível em: <<https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKBN1AQ2PQ-OBRBS>>. Acesso em: 6 out. 2017.

NPC - National Petroleum Council. 1964. Impacts of oil exports from the soviet bloc. 227p.

Palermo, H. M. 2015. Apuntes para pensar la nacionalización de YPF: relaciones laborales y tensiones sociales en Comodoro Rivadavia. Disponível em: <<biblioteca.clacso.edu.ar/clacso/becas/20131218095129/1.pdf>>. Acesso em: 25 nov. 2017.

Petrobras. 1999. Ata das Assembleias Gerais Extraordinária e Ordinária da Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras. 10p.

Petrobras. 2007. Fato Relevante – Análise da área de TUPI. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-analise-da-area-de-tupi>>.

Acesso em: 14 mar. 2016.

Petrobras. 2016a. Annual Report. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/en/annual-reports/form-20f>>. Acesso em: 28 set. 2017.

Petrobras. 2016b. Plano de Negócios e Gestão 2017-2021. Estratégia. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/2583/ApresentacaoPNG20172021Portugues.pdf>>.

Acesso em: 13 dez. 2016.

Petrochina. 2016. Annual Report. Disponível em: <<http://www.petrochina.com.cn/ptr/ndbg/201704/6b8ec9312f76499e9f06d14a02323417/files/7053dfccb53642b48af5dafb1aae4897.pdf>>.

Acesso em: 28 set. 2017.

Reservatórios Não Convencionais. 2014. Sociedade Brasileira de Geofísica. Boletim SBGF, 87, 19-22.

Risuleo, F. 2012. Historia del petróleo en Argentina. Buenos Aires: FODECO, 57p.

Rosneft. Annual Report. 2016. Disponível em: <https://www.rosneft.com/upload/site2/document_file/a_report_2016_eng.pdf>. Acesso em: 28 set. 2017.

Royal Dutch Shell. Annual Report. 2016. Disponível em: <<https://reports.shell.com/annual-report/2016/>>. Acesso em: 28 set. 2017.

Sampson, A. 1976. As Sete Irmãs. Rio de Janeiro: Artenova, 358p.

Santana, C. R. 2006. O aprofundamento das relações do Brasil com os países do Oriente Médio durante os dois choques do petróleo da década de 1970: um exemplo de ação pragmática. Revista Brasileira de Política Internacional, 49(2), 157-177.

Saudi Aramco. 2016 Annual Review. 2016. Disponível em: <<http://www.saudiaramco.com/en/home/news-media/publications/corporate-reports/annual-review-2016.html>>. Acesso em: 28 set. 2017.

Sauer, I. L. 2016. O pré-sal e a geopolítica e hegemonia do petróleo face às mudanças climáticas e à transição energética. In: Recursos Minerais do Brasil. Academia Brasileira de Ciências p. 308-322.

Sauer, I. L. & Rodrigues, L. A. 2016. Pré-sal e Petrobras além dos discursos e mitos: disputas, riscos e desafios. *Estudos Avançados*, 30(88), 185-229.

Sieminski, A. 2016. EIA's Energy Outlook 2016. Disponível em: <https://www.eia.gov/pressroom/presentations/sieminski_11022016.pdf>. Acesso em: 28 set. 2017.

Sinopec - China Petroleum & Chemical Corporation. 2016. Annual Report. Disponível em: <<http://www.sinopec.com/listco/en/Resource/Pdf/201703267e.pdf>>. Acesso em: 28 set. 2017.

Souza, L. S. 2010. A presença chinesa na América do Sul. *Revista Eletrônica de Relações Internacionais Mundorama*. Disponível em: <<https://www.mundorama.net/?article=a-presenca-chinesa-na-america-do-sul-por-leonardo-silveira-de-souza>>. Acesso em: 28 set. 2017.

Souza, L. S. 2011. A Importância Econômica das Exportações de Commodities para o Brasil. *Revista Eletrônica de Relações Internacionais Mundorama*. Disponível em: <<http://mundorama.net/2011/06/14/a-importancia-economica-das-exportacoes-decommodities-para-o-brasil-por-leonardo-silveira-de-souza/>>. Acesso em: 28 set. 2017.

Souza, L. S. 2012. Regulação do Mercado de Commodities: Países Exportadores versus Países Importadores. Disponível em: <<http://seer.ufrgs.br/index.php/ConjunturaAustral/article/view/22892/17263>>. Acesso em: 28 set. 2017.

Souza, L.S. & Sgarbi, G.N.C. 2016. Bacia de Santos: De promissora a principal bacia produtora de hidrocarbonetos do Brasil. In: SBG, Congresso Brasileiro de Geologia, 48, Porto Alegre, RS. Anais, p. 278-279.

Suárez, L. P. L. 2012. Renda petrolífera: geração e apropriação nos modelos de organização da indústria brasileira. 193f. Tese (Doutorado) - Universidade de São Paulo, Programa de Pós-Graduação em Energia e Ambiente, São Paulo.

Total. 2016. Annual Report. Disponível em: < http://www.total.com/sites/default/files/atoms/files/ddr2016_va_web.pdf>. Acesso em: 28 set. 2017.

Viña, G. A. & Ferrara, P. 2019. Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF): History and legacy. *Journal of Public Affairs*, 19(1), 1-10.

Visentini, P. F. 1998. A política externa do regime militar brasileiro: multilateralização, desenvolvimento e a construção de uma potência média (1964-1985). Porto Alegre: UFRGS, 409p.

WSJ - The Wall Street Journal. 2016. Barrel Breakdown. Disponível em: < <http://graphics.wsj.com/oil-barrel-breakdown/>>. Acesso em: 28 set. 2017.

Yergin, D. 2012. O petróleo: uma história mundial de conquistas, poder e dinheiro. São Paulo: Paz e Terra, 1077p.