



**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 Sgarbi²

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

²Universidade 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

Recebido em: 22/06/2018 Aprovado em: 29/11/2018

DOI: http://doi.org/10.11137/2020_3_354_373

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 exploração 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; 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; 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.

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 exploração dos depósitos 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.

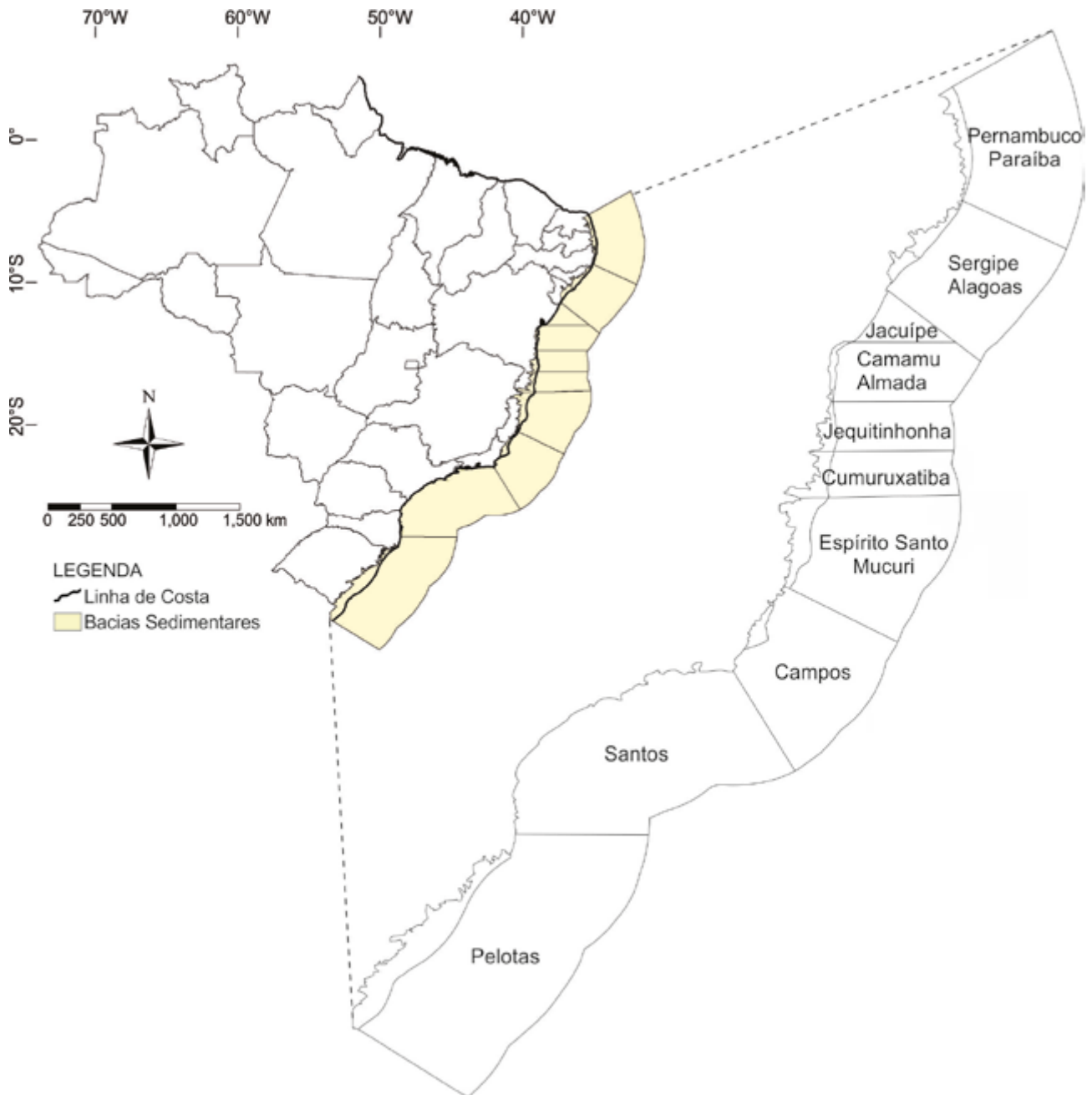


Figura 1 Mapa com as bacias sedimentares da margem leste brasileiras, geradas pela tectônica distensiva que individualizou as placas da América do Sul e África. Fonte: EPE (2016a).

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 exploração 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.

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.

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

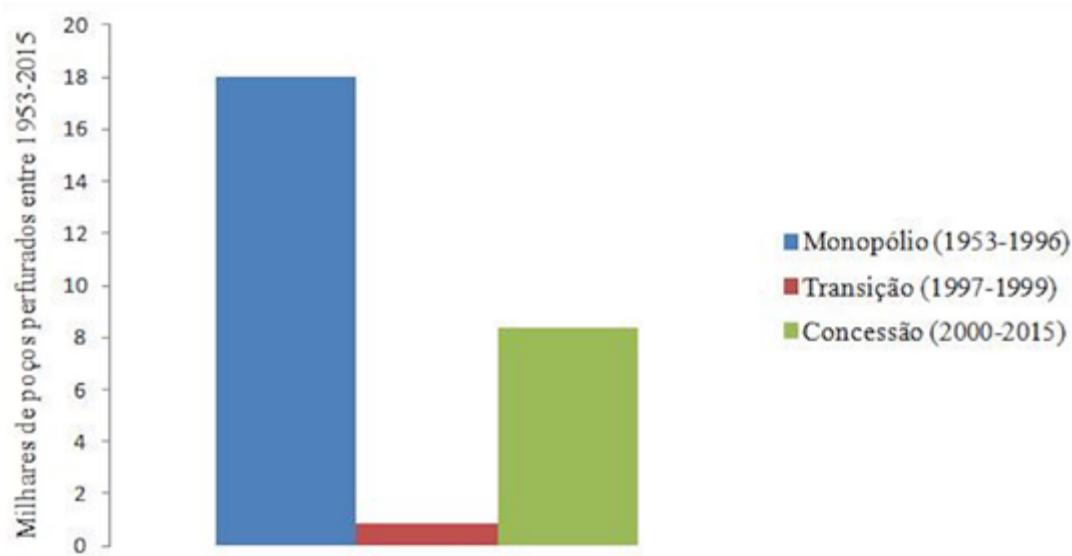


Figura 2 Poços perfurados entre 1953 e 2015 nas diversas bacias sedimentares brasileiras, sob os diferentes marcos regulatórios. Fonte: ANP (2016a).



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

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 a 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).

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).

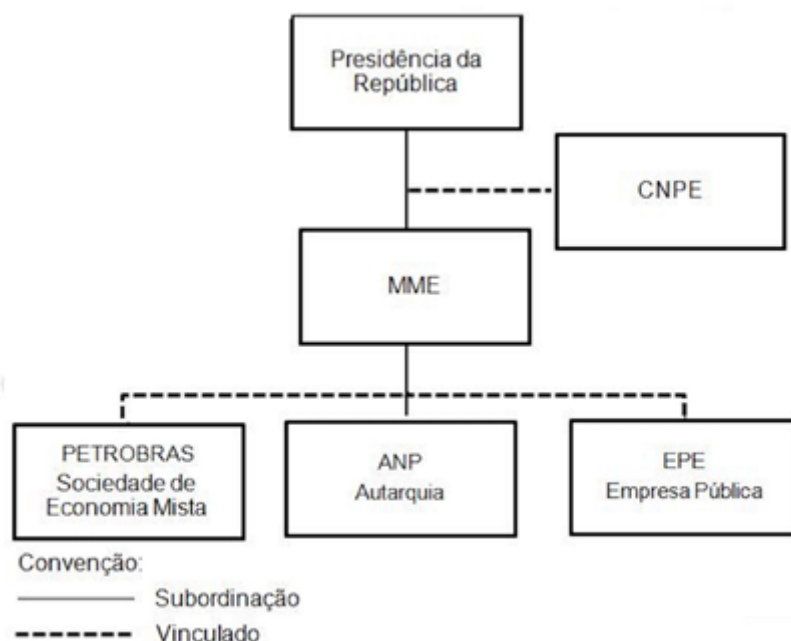


Figura 4 Arranjo institucional do sistema regulatório de exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil. Fonte: Tolmasquim & Junior (2011).

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 quatro 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, 2010a) 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, 2010a) 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).

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

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

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

exploração 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 exploração 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, 2010c), 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 exploração 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).

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 exploração 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 exploração 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.

Lei	7.990	9.478		12.351	12.734		
Marco Regulatório	Monopólio	Concessão		Partilha de Produção	Concessão		Partilha de Produção
Alíquota (%)	5	5	10	15	5	10	15
União (%)	1	1	4	3.3	1.1	2	3.3
Estado Produtor (%)	1.5	1.5	2.25	3.3	1.1	2	3.3
Município Produtor (%)	1.5	1.5	2.25	0.75	0.25	1.7	0.75
Municípios (%)*	0.5	0.5	0.75	0.3	0.1	0.3	0.3
Estado não Produtor (%)	-	-	-	3.675	1.225	2	3.675
Município não Produtor (%)	-	-	-	3.675	1.225	2	3.675
Fundo Especial (Estados e Municípios) (%)	0.5	0.5	0.75	7.35**	2.45**	4**	7.35**

* Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural; ** Recursos dos Estados e Municípios não produtores

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

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, 2010a), 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).

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 exploração 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.

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).

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.

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

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.



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

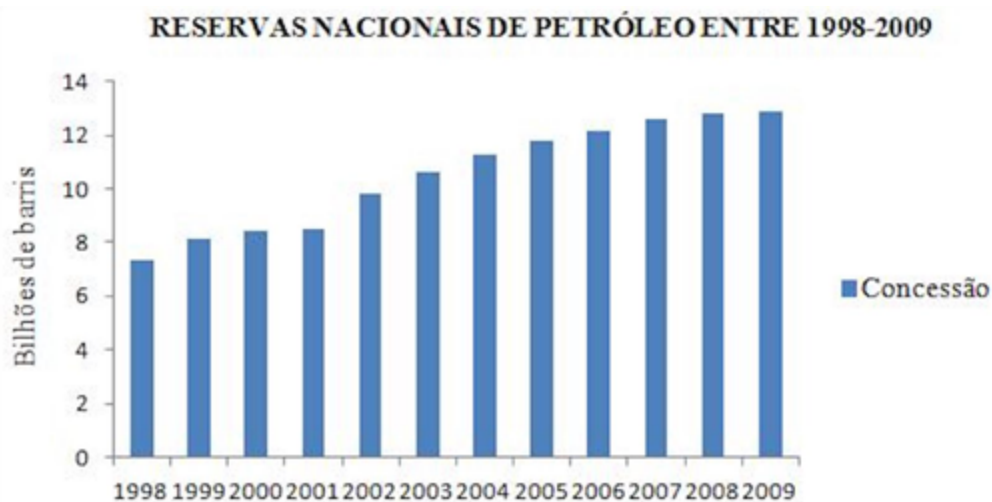


Figura 6 Reservas nacionais de petróleo entre os anos de 1998-2009 sob o regime de concessão. Fonte: EPE (2016b).

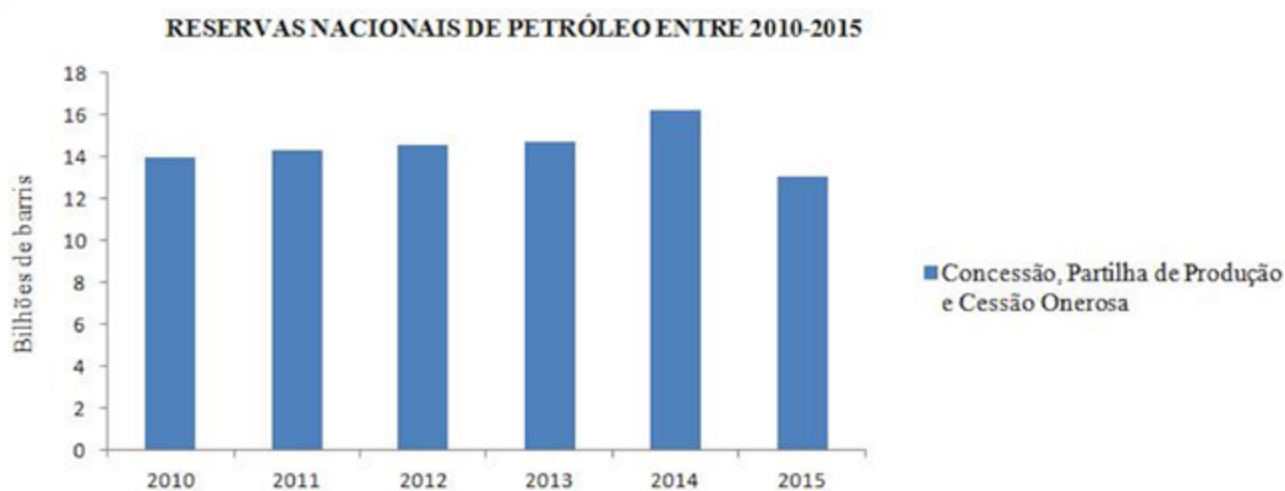


Figura 7 Reservas nacionais de petróleo entre os anos de 2010-2015 sob os regimes de concessão, partilha de produção e cessão onerosa. Fonte: EPE (2016b).

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).

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).

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).

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.

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).

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).



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



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

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.

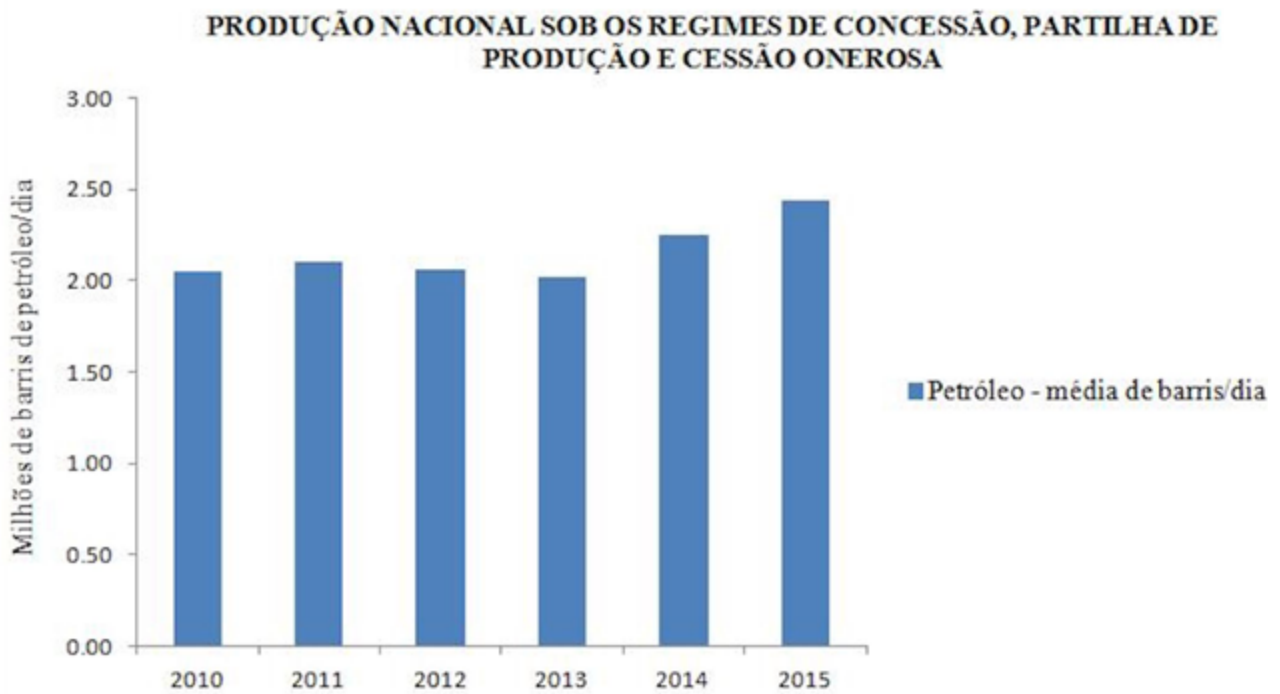


Figura 10 Produção nacional de petróleo entre os anos de 2010 e 2015 sob os regimes de concessão, partilha de produção e cessão onerosa. Fonte: EPE (2016a).

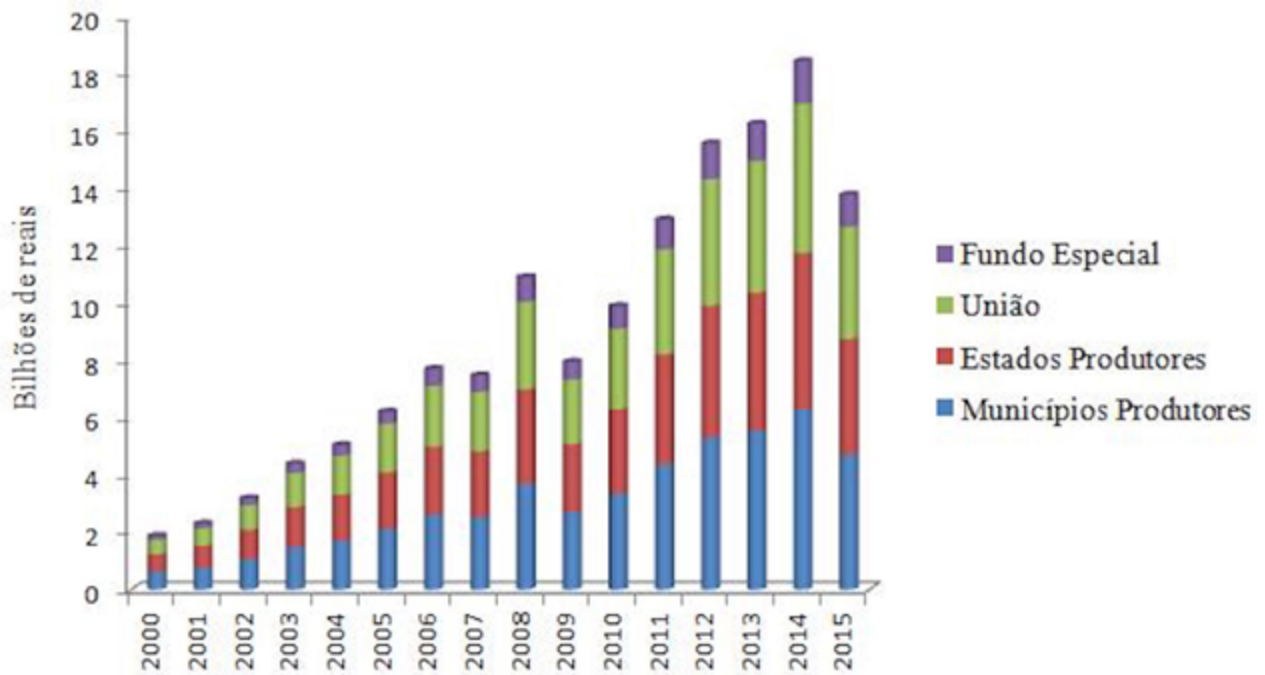


Figura 11 Arrecadação dos royalties (ANP não diferencia os royalties *offshore* e *onshore*) entre os anos de 2000-2015. Fonte: ANP (2016b).

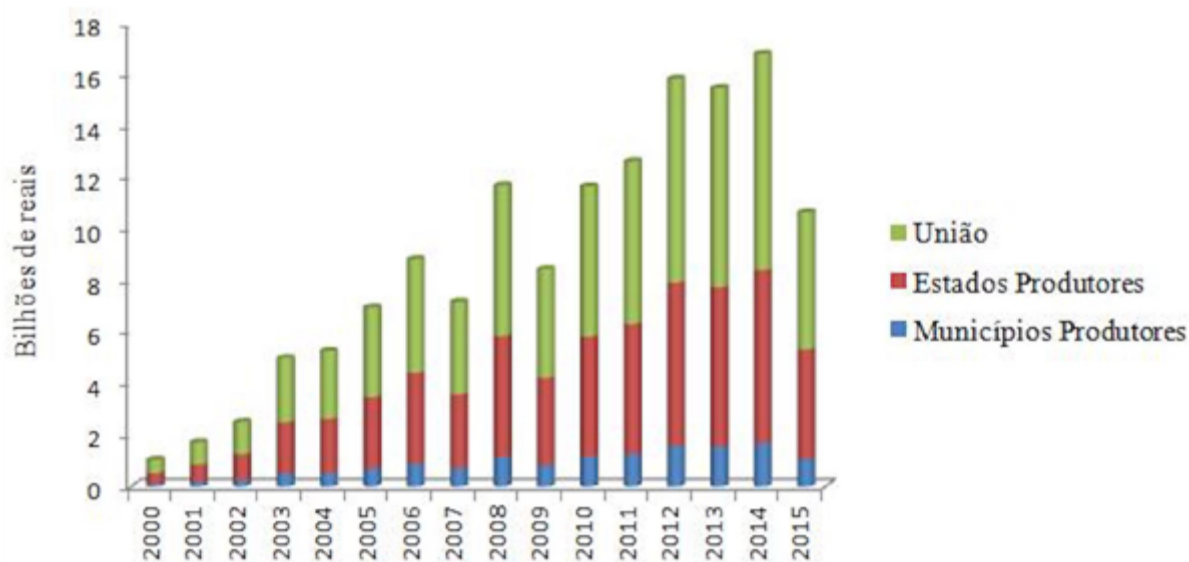


Figura 12 Arrecadação da participação especial entre os anos de 2000-2015. Fonte: ANP (2016b).

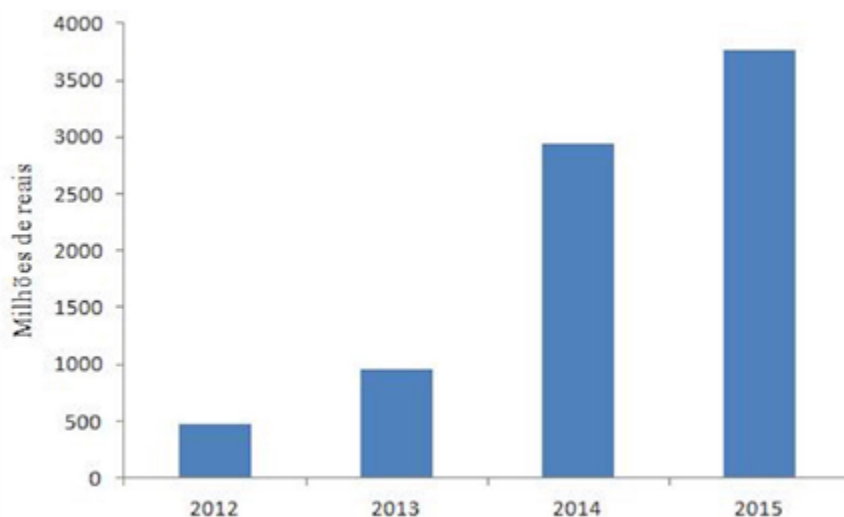


Figura 13 Arrecadação do Fundo Social entre os anos de 2012-2015. Fonte: ANP (2016b).

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

O Pré-Sal Brasileiro e a Evolução do Modelo Regulatório de Exploração e Produção de Hidrocarbonetos no Brasil

Leonardo Silveira de Souza & Geraldo Norberto Chaves Sgarbi

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
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
Jacuípe	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).

abertura do mercado brasileiro para a exploração e produção de petróleo e gás natural. Isto iria forçar a Petrobras a adotar uma estratégia de celebração 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).

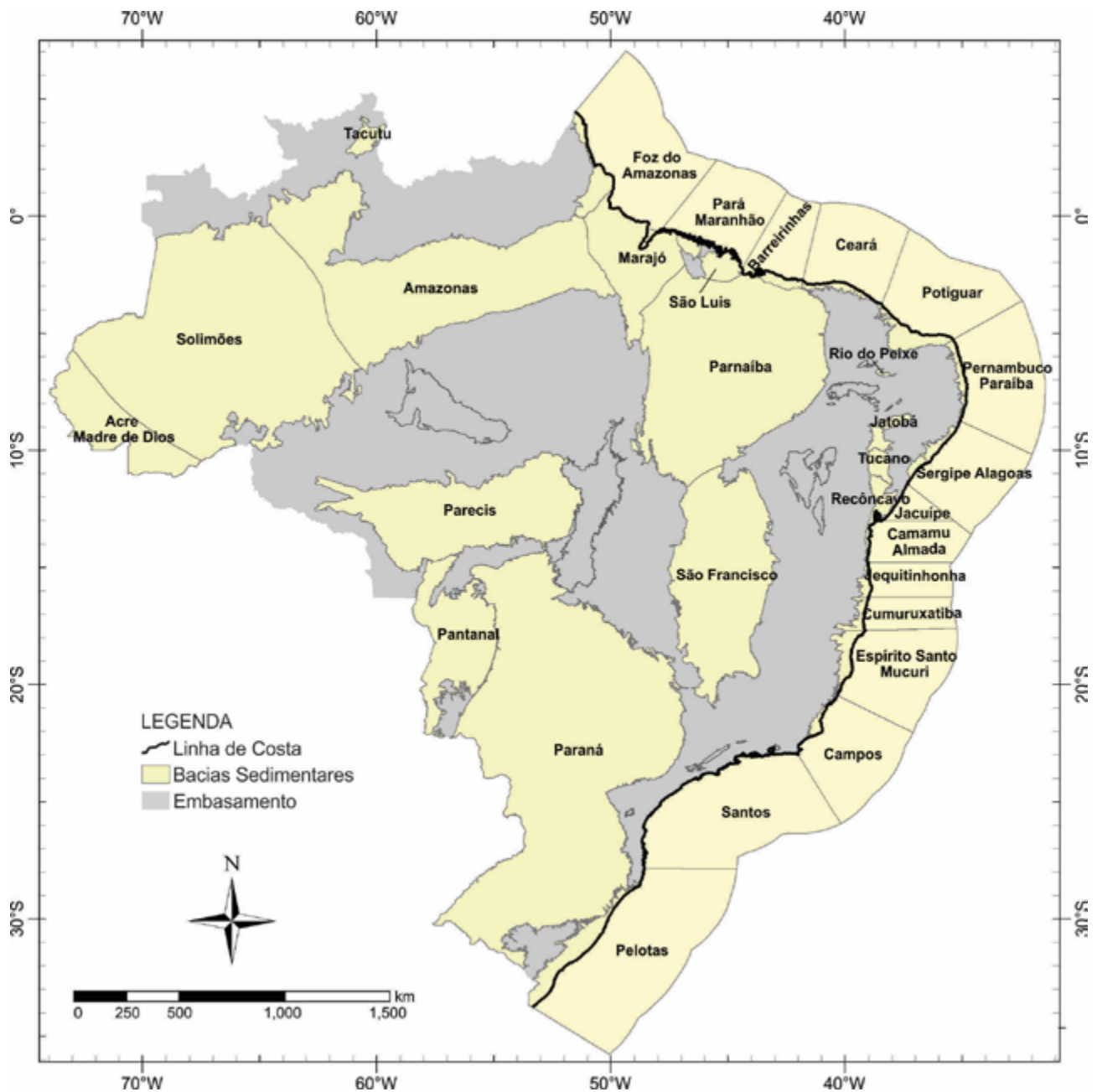


Figura 14 Mapa das bacias sedimentares brasileiras que apresentaram perfuração de poços para o petróleo e gás natural, a partir de 1953. Fonte: ANP (2016a).

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 exploração 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 exploração 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 exploração 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 exploração 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 exploração dos reservatórios abaixo da seção evaporítica, por meio do aumento arrecadatório 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 à 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. 2001. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural*. Rio de Janeiro, ANP. 156p.
- ANP. 2016a. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 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: 01 Jun. 2017.
- ANP. 2016b. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Participações Governamentais Consolidadas. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/participacoes-governamentais-consolidadas>>. em: 30 Nov. 2016.
- ANP. 2017. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resultado das rodadas de licitações de blocos por rodada. Disponível em: <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/>>. Acesso em: 01 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. Relatório I - Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/wcm/connect/site/b939a2d4-768c-423b-8b2d-3d6cd5c28f85/relat_i.pdf?mod=ajperes&cacheid=rootworkspace.z18_7qgcha41lorva0aho1sio51085-b939a2d4-768c-423b-8b2d-3d6cd5c28f85-lbbs1fh>. Acesso em: 13 Jun. 2018.
- 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/Del0523.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: <https://www.camara.leg.br/proposicoesweb/prop_mostrarintegra;jsessionid=6b04c68aa1c2a88dc4a806045638b3bf.proposicoeswebexterno2?codteor=686066&filename=pl+5940/2009>. Acesso em: 22 Out. 2017.

- Brasil. 2010a. 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. 2010b. Lei nº 12.304 de 2 de agosto de 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12304.htm>. Acesso em: 22 Out. 2017.
- Brasil. 2010c. 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. 2012. Lei nº 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 nº 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. 2017. British Petroleum. BP Statistical Review of World Energy. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_ch/PDF/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>. Acesso em: 25 Agos. 2017.
- EIA. 2016. 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. 2016a. Empresa de Pesquisa Energética. 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.
- EPE. 2016b. Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Nacional*. Rio de Janeiro, EPE. 292p.
- Junior, O.A.P. & Correa, A.C.F. 2014. A PPSA e os Desafios do Pré-Sal: Riscos e Oportunidades para o País. Disponível em: <<http://www.gr.unicamp.br/penses/wp-content/uploads/2016/03/A-PPSA-e-os-Desafios-do-Pr%C3%A9-Sal.pdf>>. Acesso em: 3 Set. 2017.
- 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. Petróleo Brasileiro S.A. 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, 17p. (Estudo).
- 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, 2016. Resumos, Porto Alegre, Sociedade Brasileira de Geologia, 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. 2016. Sovereign Wealth Funds Institute. 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. 327 p.
- 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.