

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de P&D em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Modelos de Contrato na Indústria do Petróleo: Mudanças no Marco Regulatório Brasileiro

AUTORES:

Josué Domingos da Silva Neto¹, Eduardo Setton Sampaio da Silveira², Reynaldo Rubens Ferreira Júnior³, Francisco José Peixoto Rosário⁴

INSTITUIÇÃO:

¹Engenheiro de Petróleo, Bolsista de Desenvolvimento Tecnológico do LCCV/CTEC/UFAL, josuedsneto@gmail.com; ²Professor e Coordenador Geral do LCCV/CTEC/UFAL, eduardosetton@lccv.ufal.br; ³Professor da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade (FEAC/UFAL), rrfj@uol.com.br; ⁴Professor da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade (FEAC/UFAL), chikorosario@gmail.com; Universidade Federal de Alagoas (UFAL)

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 9º PDPETRO.

MODELOS DE CONTRATO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: MUDANÇAS NO MARCO REGULATÓRIO BRASILEIRO

Abstract

The contract model adopted by the oil producing countries impacts directly on government and company's revenues, therefore, should be widely discussed. The fall in US oil imports in combination with the increase in oil production from several countries, such as Iraq, Russia, Canada and Brazil, has led to an oversupply of oil. Petrobras, whose investments in the pre-salt area relied on the maintenance of oil price between US\$ 80 and US\$ 95 (PETROBRAS, 2011), had to review its entire investment plan for the period 2015-2019, with a decrease of 25% in relation to the previous plan and sale of assets (PETROBRAS, 2016).

In the meantime, two important changes occurred in the Brazilian oil regulatory framework, first established by the Petroleum Law (Law 9478/1997). The discovery of pre-salt abundant reserves made the Brazilian Government review its exploration model, maintaining the concession, but not adopting it for the pre-salt area. The first change occurred immediately after the pre-salt discovery, the creation of a mixed exploratory model, using production-sharing agreements for pre-salt areas and others considered strategic (Law 12.351/2010). By the Law 12.351/2010 Petrobras had a minimum mandatory participation of 30% guaranteed in all oil fields bids thereafter. The second change occurred through the enactment of Law 13.365/2016, removing the previously established obligation.

In times of volatility in the oil barrel price, governments must revise their exploitation regimes to become more competitive and attractive to investors. The taxes, government take and cost oil, are impossible to be relocated, or even eliminated. Therefore, the percentage of government take has a direct impact on the profitability of upstream projects, as well as the competitiveness of the countries in the oil and natural gas market.

Introdução

Segundo o relatório *Statistical Review of World Energy* (BP, 2016), o petróleo e seus derivados correspondem a maior parcela da matriz energética mundial, cerca de 33% do consumo global de energia. Com a queda abrupta do preço no barril de petróleo a partir de 2014, chegando a custar US\$ 33 o barril em 2016 (EIA, 2017), em virtude da diminuição de importação de petróleo nos Estados Unidos ao mesmo tempo em que houve um excesso de oferta no mercado, o cenário global do mercado de petróleo mudou. No Brasil, por exemplo, a Petrobras teve que revisar seus planos de investimentos para 2015-2019 uma vez que os investimentos no pré-sal estavam baseados em um patamar entre US\$ 80 e US\$ 95 por barril de petróleo.

Com a descoberta das reservas do pré-sal, o Governo brasileiro viu a necessidade de alterar o marco regulatório estabelecido pela Lei do Petróleo (Lei 9.478/2010). Para isto, foi estabelecido um regime exploratório misto, onde coexistem concessão e partilha de produção (criado pela Lei 12.351/2010 para áreas do pré-sal e outras áreas estratégicas). Além do regime de partilha, a lei 12.351/2010 determinou a participação obrigatória mínima de 30% da Petrobras em todos os campos licitados sob este regime. Posteriormente, em 2016, após o impeachment da presidente Dilma Rousseff, o Artigo 2º da Lei da Partilha foi alterado, retirando a obrigatoriedade de participação da Petrobras nas licitações.

O modelo de contrato a ser adotado pelos países impacta diretamente na receita das partes interessadas, isto é, Governo e Companhias. Este trabalho tem como objetivo descrever o arcabouço regulatório da indústria do petróleo no Brasil.

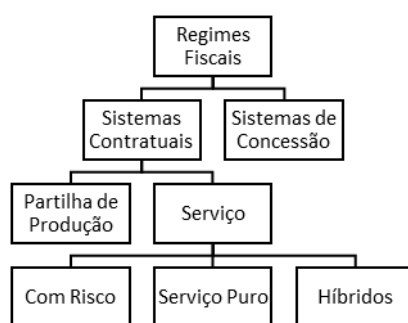
Metodologia

Este é um trabalho de cunho exploratório, baseado em pesquisa bibliográfica em livros, monografias, teses e artigos científicos de forma a conhecer o estado da arte. Fez-se a opção por trabalhar de forma comparativa, iniciando com o estudo da construção da indústria nacional de petróleo para em seguida passar à comparação com a indústria de outros países. As críticas aqui realizadas têm o propósito de suscitar reflexão e debate acerca das mudanças no marco regulatório do petróleo brasileiro.

Resultados e Discussão

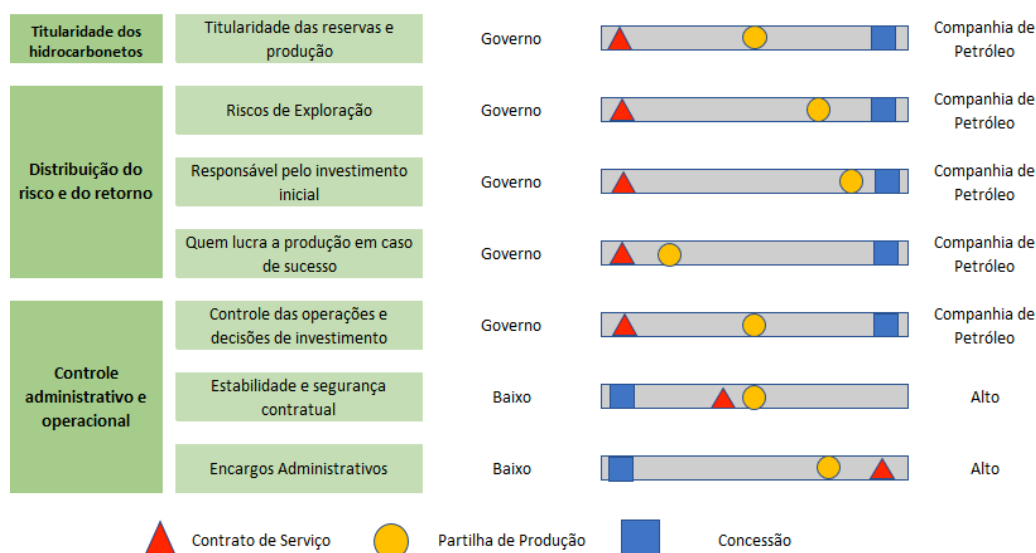
A exploração de hidrocarbonetos produz uma imensa receita financeira. Para acessá-la os Governos firmam contratos com companhias que exploram, beneficiam e comercializam o petróleo e gás natural no país e fora dele. Existem basicamente quatro tipos de contratos: concessão, partilha de produção, contratos de serviço ou um sistema misto (Figura 1). A diferença entre eles se baseia no nível de controle exercido pelo Estados e pelos operadores, bem como a compensação financeira da operação (Figura 2).

Figura 1 - Regimes Fiscais



Fonte: JOHNSTON, 1994 (p. 10).

Figura 2 - Comparação entre contratos de concessão, partilha e serviço



Fonte: BCG analysis.

Os contratos de concessão existem desde os primórdios da indústria do petróleo no início do século XX. De forma simplificada são acordos nos quais o Estado concede a empresas o direito de explorar e produzir hidrocarbonetos, transferindo ao concessionário o exercício da atividade pública e não a titularidade do serviço público, assumindo um papel estritamente regulatório (CASTRO, 2016).

O Regime de Concessão Brasileiro foi oficialmente introduzido pela Lei nº 9.478/1997, com a flexibilização do monopólio Estatal. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade dos hidrocarbonetos após extraídos (Art. 26).

O contrato firmado dispõe acerca do pagamento das chamadas “participações governamentais”, ou *Government Take*. Devem estar determinados no edital de licitação: Bônus de assinatura; royalties, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área. No Brasil existem valores mínimos fixados pela ANP de acordo com as características de cada bloco ou área ofertada. É interessante frisar que as participações governamentais não são tributos e sim compensações financeiras devidas pelo concessionário.

O modelo de concessão adotado no Brasil garante que o Governo tenha um grande retorno por meio de arrecadação direta. Em geral, estão estipulados oito tributos: Imposto de Renda, Contribuição Social, Royalties, PIS, COFINS, Participação Especial, Bônus de assinatura e Taxa pela ocupação de terra. O volume e a proporção de cada um destes tributos variam para cada campo sendo fortemente influenciado pelo preço do petróleo.

Um importante aspecto do sistema de concessão estabelecido pela Lei do Petróleo é a realização de rodadas de licitações. Desde de 1999 foram realizadas 13 Rodadas de Licitações de Concessão pela ANP e elas foram importantes para o processo de abertura e crescimento da indústria de petróleo e gás no Brasil. Os Rounds têm como objetivo atrair novos investimentos, aumentando e estimulando a indústria nacional (Tabela 1). Ao mesmo tempo, ampliam os estudos das bacias sedimentares brasileiras e acerca das reservas de petróleo e gás natural, sem falar do aumento da arrecadação do Governo através das participações governamentais.

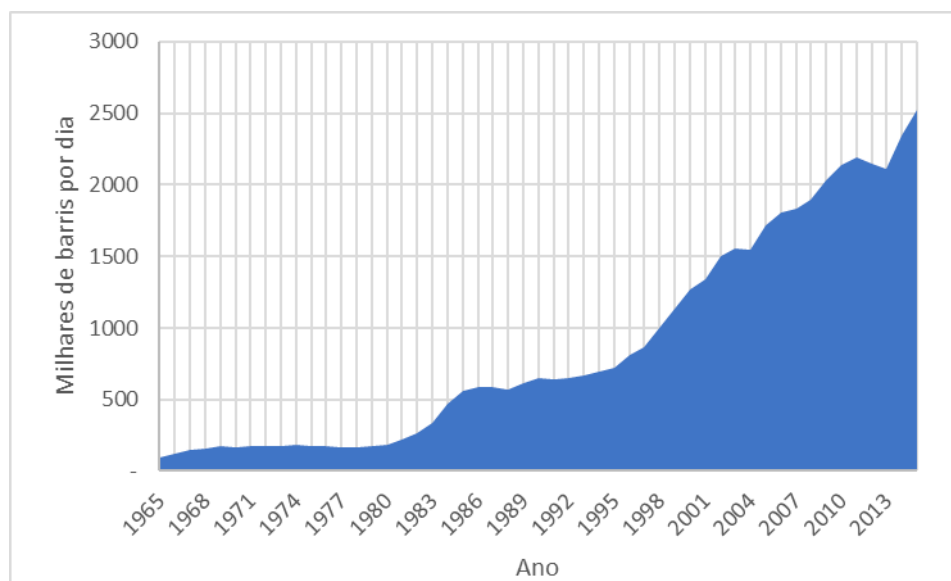
Tabela 1 - Arrecadação com Bônus de Assinatura

		Bônus de Assinatura (milhões)	
1999	Rodada 1	R\$	321,6
2000	Rodada 2	R\$	468,3
2001	Rodada 3	R\$	594,9
2002	Rodada 4	R\$	92,4
2003	Rodada 5	R\$	27,4
2004	Rodada 6	R\$	665,2
2005	Rodada 7	R\$	1.085,8
2006	Rodada 8	R\$	583,8
2007	Rodada 9	R\$	2.109,4
2008	Rodada 10	R\$	89,4
2013	Rodada 11	R\$	2.480,0
2013	Rodada 12	R\$	154
2015	Rodada 13	R\$	121,1

Fonte: Disponível em <http://www.brazilrounds.gov.br/index.asp>. Acessado em 15 dez. 2016.

A abertura da indústria nacional do petróleo e, conseqüentemente, as Rodadas de Licitações, foram imprescindíveis para o aumento da produção de petróleo e estabelecimento do Brasil como grande produtor mundial de hidrocarbonetos (Figura 3).

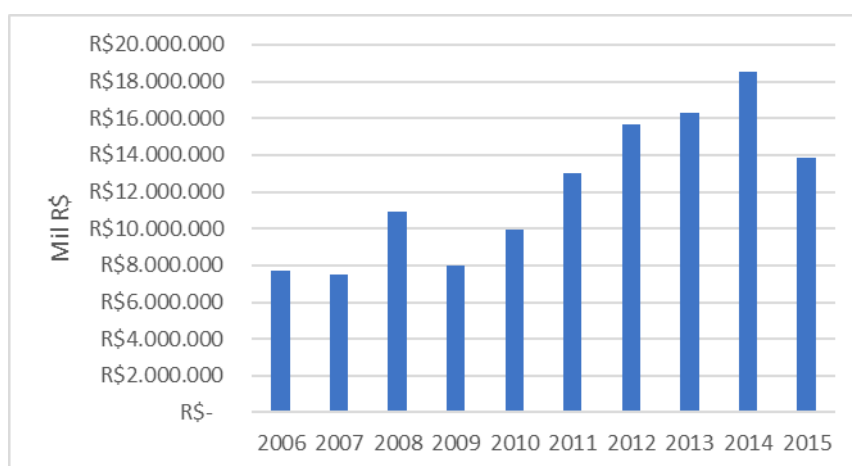
Figura 3 – Produção Brasileira de Petróleo de 1965 – 2015



Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 2016. Elaborado pelo autor.

Nos últimos anos, a produção nacional de petróleo teve um aumento expressivo devido a produção extraordinária do pré-sal, que já corresponde a 31,5% da produção nacional total (ANP, 2016). A vocação da indústria nacional de petróleo é a produção *offshore*, a produção em mar corresponde a 93,4% do total (ANP, 2016). A evolução da produção reflete diretamente na arrecadação do Estado, apenas em 2015 foram arrecadados R\$ 13,9 bilhões em royalties, uma quebra na série iniciada em 2009, como visto na Figura 4 (ANP, 2016).

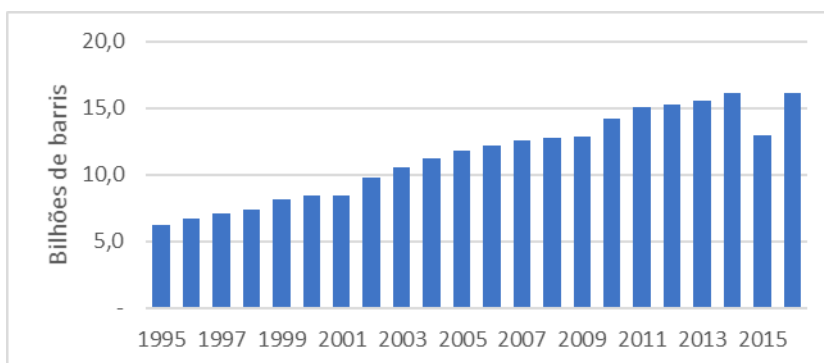
Figura 4 – Arrecadação com royalties 2006 – 2015



Fonte: ANP, 2016. Elaborado pelo autor.

Além do aumento da produção, nota-se também um aumento na descoberta de reservas de petróleo. De acordo com Baldam (2016), é de extrema importância a reprodução econômica de reservas, isto é, manter um nível de descobertas constante ou em progressão em relação a produção. A Figura 5 mostra a evolução de reservas provadas em território brasileiro a partir de 1995.

Figura 5 – Reservas de petróleo provadas em bilhões de barris a partir de 1995.



Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 2016. Elaborado pelo autor.

No Brasil as discussões acerca de um novo modelo de contrato surgiram com a descoberta das acumulações de petróleo na região do Pré-Sal em 2007 que colocariam o Brasil entre os dez maiores produtores do mundo. As primeiras estimativas indicavam um potencial de até 100 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) (BRASIL, 2013).

Os contratos de partilha iniciaram na Bolívia na década de 1950 (PALIASHVILI, 1998) e são um dos mais difundidos regimes de contrato para produção e exploração de hidrocarbonetos. Sua origem vem da insatisfação com o sistema de concessões. Na partilha de produção o titular dos hidrocarbonetos, isto é, o Estado, contrata uma companhia privada para prestar serviços técnicos de acordo com sua competência.

As discussões intentavam decidir quem seria responsável por explorar os grandes volumes recém descobertos, se a Petrobras ou as Companhias Internacionais. Ao mesmo tempo questionava-se se a estatal teria estrutura e caixa para explorar e produzir todos os campos na região do pré-sal, uma vez que as grandes reservas alteram bastante o ambiente de produção do petróleo e toda a cadeia produtiva (SANEMATSU, 2012). A área total da província do Pré-sal corresponde a 149.000 km² e representa 2% das bacias sedimentares brasileiras (ANP, 2011).

A Lei nº 12.351/2010 instituiu o regime de partilha de produção em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, além de criar o Fundo Social, alterando a Lei do Petróleo. O regime de partilha brasileiro está estabelecido para o polígono do pré-sal e para áreas consideradas estratégicas, isto é, áreas nas quais há baixo risco exploratório e elevado potencial de produção.

Além destes, salienta-se que é possível ter um regime misto, estabelecendo diferentes contratos e regimes para diferentes áreas, a depender do risco envolvido e dos interesses de cada país. No Brasil há ainda a implementação de um regime diferenciado, a Cessão Onerosa. Neste regime, a União contratou diretamente a Petrobras para explorar e produzir até 5 bilhões de barris de petróleo e gás natural em áreas do Pré-Sal que não estão sob regime de concessão (BRASIL, 2010).

Conclusões

O modelo de concessão brasileiro se adequou com as características da exploração de hidrocarbonetos no país, isto é, alto risco exploratório, atração de capital e massificação de investimentos. Conforme mostrado, o modelo de concessão brasileiro é bem-sucedido em atender estes critérios, apresentando um grande retorno econômico, seja com o crescimento da Petrobras seja com a entrada de capital privado. Além disto, o Estado brasileiro teve grande arrecadação com royalties e Bônus de Assinatura e com a arrecadação de outras taxas e tributos.

Outro importante aspecto do modelo de concessão foi o incentivo ao desenvolvimento de campos de petróleo em diversas regiões do país. As Rodadas de Licitação possibilitaram uma distribuição de campos de diversos níveis espalhados por todo o país, disponíveis para companhias de pequeno, médio e grande porte.

Por sua recente aplicação, ainda não é possível mensurar o impacto da utilização de um regime exploratório misto, posto que o campo de Libra, único licitado sob o regime de partilha no ano de 2013, ainda está em fase de exploração com produção prevista para 2019. As regras deste contrato ainda são complexas e incompletas, necessitando revisão e adaptabilidade conforme mais campos sejam incorporados a este regime.

De forma resumida, pôde-se notar que há alguns questionamentos quanto à adoção do sistema misto. A existência de reservatórios pós-sal dentro do polígono do pré-sal gera dúvidas quanto ao regime implementado, visto que o regime de partilha é estabelecido numa área geográfica e não de acordo com a natureza dos reservatórios (embora o campo de Libra seja o único licitado sob partilha, há produção em reservatórios do pré-sal em diversos campos, como Lula e Sapinhoá, ambos sob o regime de concessão). Desta forma, mesmo reservatórios pós-sal, teoricamente de menor escala, estarão submetidos ao regime de partilha, o que pode inviabilizá-los. Outro importante fator é o risco, nem todos os reservatórios do pré-sal terão acumulações gigantescas de hidrocarbonetos. Uma vez que as companhias pagam bônus de assinatura bilionários, as incertezas podem diminuir o interesse no investimento.

Entre os benefícios da utilização de um regime exploratório misto ressalta-se a ocorrência de diversas rodadas de licitação sob diferentes regimes, apenas em 2017 está prevista a realização das seguintes rodadas de Licitações: 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção, 14ª Rodada de Licitações de Concessão, 4ª Rodada de Licitações de Acumulações Marginais, além de outras rodadas a serem realizadas nos anos seguintes com estudos já iniciados.

Ao contrário das áreas do pré-sal, que são atrativas apenas para os grandes players do mercado de petróleo e gás, a realização de licitações em diversas modalidades atrai empresas de diferentes níveis, o que aumenta a competitividade e a arrecadação da União.

Deve-se ressaltar que mais importante que o regime adotado em si, é que o Estado consiga prover segurança jurídica e retorno compatível ao risco. Em um cenário de insegurança jurídica há margem para que grandes grupos privados interfiram politicamente e ditem as regras do jogo. O resultado, conforme visto com a Operação Lava Jato, é que relações espúrias entre Governo Federal e grandes empreiteiras promoveram desgaste e endividamento da Petrobras.

Ademais, os resultados das mudanças no marco regulatório brasileiro só serão sentidos ao longo do tempo, qualquer julgamento acerca do sistema de partilha brasileiro, neste momento, é inviável.

Referências Bibliográficas

ANP. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Rio de Janeiro: ANP, 2016.

ANP. **Pré-Sal, Desenvolvimento e Soberania – Diálogos Capitais 2011**. Apresentação realizada no Seminário Gas Energy 2011. Disponível em: <http://pt.slideshare.net/ANPgovbr/57407>. Acessado em: 15 dez. 2016.

BALDAM, R. **Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. 2ª ed. PINTO JR., H. Q. *et al.* (org.). 2.ed. – Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

BCG ANALYSIS. **EXHIBIT 2 – The Contract Types Determines the Benefits and Risks Lie.** Disponível em: <https://www.bcgperspectives.com/content/articles/energy-environment-government-take-upstream-oil-gas/>. Acessado em 17 fev. 2017.

BP. **BP Statistical Review of World Energy.** Disponível em: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. Acesso em: 28 set. 2016.

BRASIL, 2013. **Reservas do Pré-sal.** Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/novas-reservas-estao-em-estagio-inicial-de-exploracao>. Acessado em: 15 dez. 2016

BRASIL. **LEI Nº 12.276, de 30 de Junho de 2010.** 2010. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2007-2010/2010/Lei/L12276.htm. Acessado em: 12 dez. 2016.

BRASIL. **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. Acessado em: 28 de dez. 2016.

BRASIL. **LEI Nº 9.478, de 6 de Agosto de 1997.** Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. 1997. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm. Acessado em: 13 dez. 2016.

CASTRO, Emília Lana de Freitas. **O direito internacional dos investimentos e a promoção do direito ao desenvolvimento: reflexos na indústria do petróleo.** 1. ed. Rio de Janeiro: Editora Gramma, 2016. v. 1. 178p.

EIA. **Spot Prices – Crude Oil in Dollars per Barrel, Products in Dollars per Gallon.** U.S. Energy Information Administration. 2017. Disponível em: http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_m.htm. Acessado em: 14 fev. 2017.

JOHNSTON, D. **International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts.** PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos. 1994.

PALIASHVILI, IRINA. **The concept of Production Sharing.** Apresentação no seminário de legislação de Contratos de Partilha de Produção, 1998. Disponível em: http://www.rulg.com/documents/The_Concept_of_Production_Sharing.htm. Acessado em: 03 set. 2016.

PETROBRAS. **Plano de Negócios e Gestão 2015 – 2019.** Jan. 2016. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/ajustes-no-plano-de-negocios-e-gestao-2015-2019-1.htm>. Acesso em: 10 out. 2016.

PETROBRAS. **Plano Estratégico PETROBRAS 2020.** Jul. 2011. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/plano-de-negocios-e-gestao>. Acessado em: 14 fev. 2017.

SANEMATSU, F. C. Petrobrás S.A.: **O Investimento do Pré-Sal.** XXXVI Encontro da ANPAD. **Anais...**p. 1-13, 2012. Rio de Janeiro (RJ), Brasil: ANPAD., 2012