

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DA ATRATIVIDADE AO
INVESTIMENTO EM EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO NO BRASIL (1997-2017)**

THADEU CORDEIRO PINTO

Matrícula nº 111237807

ORIENTADOR: Prof. Helder Queiroz Pinto Junior

OUTUBRO 2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DA ATRATIVIDADE AO
INVESTIMENTO EM EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO NO BRASIL (1997-2017).**

THADEU CORDEIRO PINTO

Matrícula nº 111237807

ORIENTADOR: Prof. Helder Queiroz Pinto Junior

OUTUBRO 2018

As opiniões expressas neste trabalho são da exclusiva responsabilidade do autor

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer à minha família, meus pais, avós e irmão, por todo apoio e suporte a mim dedicados durante toda minha trajetória até aqui e por terem desde sempre depositado fé em meus objetivos.

Ao Professor Helder Queiroz Pinto Jr. agradeço por ter compartilhado um pouco de seu imensurável conhecimento e por toda paciência e atenção a mim dedicadas para conclusão deste trabalho, o que seria inviável sem sua essencial orientação.

Por fim, à minha companheira Ana Paula Santos, agradeço pelo imenso prazer de nossa convivência, pela compreensão nos momentos de ausência e por ter estado sempre ao meu lado.

RESUMO

A Lei 9.478 de 1997 que revolucionou a indústria brasileira do petróleo, ao regulamentar o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, de forma a permitir que demais empresas além da Petrobras tenham acesso, através de licitações, a essas atividades. A mesma lei, que ficou conhecida como Lei do Petróleo, tratou de instituir a ANP como órgão regulador da indústria e responsável pela elaboração e desenvolvimento das rodadas de licitação. Este trabalho busca revisitar o problema da atratividade do setor ao investimento e, para isso, estabelece alguns elementos como determinantes do grau de atratividade para uma análise econômica da evolução desses determinantes, elencada com a evolução dos processos licitatórios desde a Lei do Petróleo até o ano de 2017, permeando o contexto da indústria nesse período. O trabalho busca subsidiar uma análise para entendimento de como evoluiu, no período estudado, o grau de atratividade do segmento de E&P de petróleo no Brasil.

SÍMBOLOS, ABREVIATURAS, SIGLAS E CONVENÇÕES

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

API – American Petroleum Institute

CNOOC – China National Offshore Oil Corporation

CNP – Conselho Nacional do Petróleo

CNPC – China National Petroleum Corporation

CNPE – Conselho Nacional de Políticas Energéticas

E&P – Exploração e Produção

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

IBP – Indústria Brasileira de Petróleo

IMP – Indústria Mundial de Petróleo

MME – Ministério de Minas e Energia

PND – Plano Nacional de Desestatização

PPSA – Pré-sal Petróleo S.A

PROCAP – Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas Profundas

PROMINP – Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural

ÍNDICE

INTRODUÇÃO.....	8
CAPÍTULO I – O UPSTREAM DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: CARACTERÍSTICAS E A RECENTE EVOLUÇÃO NO BRASIL E NO MUNDO.....	10
1.1 A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO.....	10
1.2 A VIRADA DO MILÊNIO: TEORIAS DE PICO DE PRODUÇÃO E A VOLATILIDADE DOS PREÇOS.....	11
1.3 O UPSTREAM: CARACTERÍSTICAS TÉCNICO-ECONÔMICAS DAS ATIVIDADES DE E&P.....	14
1.3.1. UPSTREAM: A BASE DA CADEIA PRODUTIVA DO PETRÓLEO.....	14
1.3.2. RENDA PETROLÍFERA.....	16
1.3.3. GOVERNMENT TAKE X CONTRACTOR’S TAKE.....	17
1.3.4. INTENSIDADE DE CAPITAL, BARREIRAS À ENTRADA E BARREIRAS À SAÍDA.....	18
1.3.5. DOS RISCOS.....	20
1.3.5.1. DO RISCO GEOLÓGICO.....	20
1.3.5.2. DO RISCO INSTITUCIONAL: POLÍTICO E REGULATÓRIO.....	21
CAPÍTULO II – EVOLUÇÃO DA IBP E POTENCIAIS DETERMINANTES DO GRAU DE ATRATIVIDADE AO INVESTIMENTO EM E&P NO BRASIL.....	23
2.1. EVOLUÇÃO RECENTE DO UPSTREAM BRASILEIRO.....	23
2.1.1. INVESTIMENTO NO UPSTREAM BRASILEIRO E DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO.....	23
2.1.2. REESTRUTURAÇÃO DO UPSTREAM E ABERTURA AO INVESTIMENTO PRIVADO.....	24
2.1.3. A DESCOBERTA DO PRÉ-SAL E A INOVAÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO.....	25
2.2. ATRATIVIDADE: RISCOS E CUSTOS DE E&P NO BRASIL.....	28
2.2.1. O RISCO GEOLÓGICO NO BRASIL.....	28
2.2.2. O RISCO REGULATÓRIO NO BRASIL.....	30
2.2.3. CONTEÚDO LOCAL NO BRASIL.....	32
CAPÍTULO III – ANÁLISE DAS RODADAS DE LICITAÇÕES DA ANP E DA ATRATIVIDADE.....	35
3.1. RODADAS DE CONCESSÃO.....	35
3.2. RODADAS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO.....	42
3.3. DETERMINANTES E A EVOLUÇÃO DA ATRATIVIDADE.....	44
CONCLUSÃO.....	50
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	53

ÍNDICE DE GRÁFICOS, TABELAS E FIGURAS

Gráfico 1.1 – A Matriz Energética Mundial 1992 – 2017 (Milhões de Toneladas de Petróleo Equivalente)	11
Gráfico 1.2 – Evolução do Preço Spot de Óleo (US\$/bbl Brent)	14
Figura 1.1 – Alocação da Receita Bruta em um Projeto Típico de E&P.....	18
Figura 2.1 – Polígono do Pré-sal	27
Figura 2.2 – Estrutura do Sistema Regulatório de E&P no Brasil	31
Tabela 3.1 – Participantes, PEM, Bônus e Excedente em Óleo.....	45
Tabela 3.2 – Conteúdo Local Médio (%)	48
Gráfico 3.1 – Evolução Conteúdo Local Médio (%)	49

INTRODUÇÃO

Desde a lei nº 9.478 de 1997, ou Lei do Petróleo, passou a ser permitida a participação de empresas além da Petrobras nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em território brasileiro, atividades que até então eram exercidas através do monopólio estatal.

Embora a observação dos resultados das rodadas de licitações deixe clara a confirmação da participação majoritária da Petrobras nos empreendimentos exploratórios no Brasil, os mesmos resultados mostram que a cada rodada observou-se um número significativo de empresas com interesse nas áreas ofertadas nos leilões.

Ainda, conforme destaca Pinto Jr. et al. (2016), os resultados das pesquisas oriundas dos esforços exploratórios da parceria das iniciativas pública e privada, foram de extrema importância para o descobrimento de uma nova fronteira exploratória na região conhecida como pré-sal. A lei nº 12.351 de 2010 estabeleceu as diretrizes para o exercício das atividades de exploração e produção em reservatórios da região do pré-sal e demais áreas consideradas estratégicas.

As atividades de exploração e produção da indústria brasileira de petróleo, ou *upstream* como comumente são resumidas essas atividades que ocupam a base da cadeia produtiva do petróleo, passaram a ser exercidas, a partir do ano de 2010, através de um regime regulatório misto, que engloba os contratos de concessão, já exercidos no país desde a Lei do Petróleo, e o novo regime de partilha de produção adotado para as áreas abordadas na Lei 12.351/10, exceto àquelas que já haviam sido licitadas pelo regime de concessão.

Muitos já são os trabalhos que buscam se ocupar da questão do investimento privado em petróleo no Brasil, desde a abertura em 1997, lançando mão de diversas metodologias de análise, bem como a observação de diversos fatores passíveis de gerarem impactos diretos nos níveis de investimento. No entanto, por se tratar de uma indústria em constante variação, fazem-se necessárias eventuais revisitações a este tema, de modo a garantir uma análise histórica atualizada com os mais recentes eventos e seus resultados.

Neste sentido, o presente trabalho busca realizar uma análise atualizada da evolução do grau de atratividade nos segmentos de exploração e produção de petróleo no Brasil, através da observação dos fatores levantados como possíveis elementos determinantes do grau de atratividade elencados com uma análise econômica dos resultados, divulgados pela ANP, das diversas rodadas de licitações, tanto para o regime de concessão quanto para o regime de

partilha de produção, desde a abertura do mercado até a 14ª e 15ª rodadas de concessão, realizadas em 2017, e a 8ª rodada de partilha, realizada em 2018.

Portanto esta análise possui como intuito desenvolver subsídios para responder às seguintes questões: A evolução dos determinantes ao longo do período estudado de fato gerou impactos no nível de atratividade aos investimentos em exploração e produção de petróleo? De que forma tal evolução impactou o nível de atratividade?

Para tal, a análise realizada neste trabalho, será assim desenvolvida em três capítulos, da seguinte forma:

O **primeiro capítulo** apresenta a definição, a evolução recente, bem como as principais características técnico-econômicas do *upstream* petrolífero, segmento da cadeia produtiva do petróleo que, por concentrar a maior parte dos custos e dos riscos, apresenta um grande desafio tanto às empresas inseridas nessas atividades quanto aos órgãos que destas se encarregam.

O **segundo capítulo** busca analisar a recente evolução da indústria brasileira do petróleo e quais fatores podem ser considerados como principais determinantes do grau de atratividade ao investimento no *upstream* brasileiro e sua evolução no período estudado de forma a subsidiar a análise realizada no terceiro capítulo.

Já o **terceiro capítulo** traz uma análise dos resultados obtidos nos leilões das diversas rodadas de licitações realizadas pela ANP tanto sob regime de concessão, quanto de partilha, concentrando na observação de alguns elementos que serão aqui tratadas ou como potenciais determinantes do grau de investimento ou como indicadores da atratividade dos campos ofertados nas diferentes rodadas.

O trabalho se encerra com um capítulo conclusivo consolidando as principais informações observadas nos resultados e de que forma, de fato, evoluiu o nível de atratividade ao investimento no *upstream* brasileiro, assim como uma previsão para um horizonte próximo.

CAPÍTULO I – O UPSTREAM DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: CARACTERÍSTICAS E A RECENTE EVOLUÇÃO NO BRASIL E NO MUNDO

1.1. A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

A Indústria do Petróleo, tanto em dimensão nacional, quanto internacional, possui características e conceitos singulares que a tornam um interessante objeto de estudo, não apenas pela organização industrial, mas pela relevância dos fatores geopolíticos que influenciam fortemente as condições e decisões de oferta e de demanda.

O petróleo é um recurso natural não renovável de qualidade e distribuição geográfica heterogêneas, cujo potencial energético o torna uma fonte energética de baixa substitutibilidade, o que pode explicar a baixa elasticidade-preço da demanda, ou seja, variações no preço do petróleo implicam variações bem menores na demanda em curto e médio prazos.

Principalmente por esse motivo, o petróleo tem sido desde a década de 1960 a principal fonte de energia primária na matriz energética mundial (Gráfico 1.1). Nesse contexto, por se tratar da principal fonte energética no mundo e, levando-se em conta sua distribuição assimétrica ao redor do planeta, evidencia-se sua importância no comércio internacional como *commodity* essencial para o funcionamento das diversas indústrias assim como para os diferentes sistemas de transportes em qualquer lugar do mundo (COIMBRA, 2013).

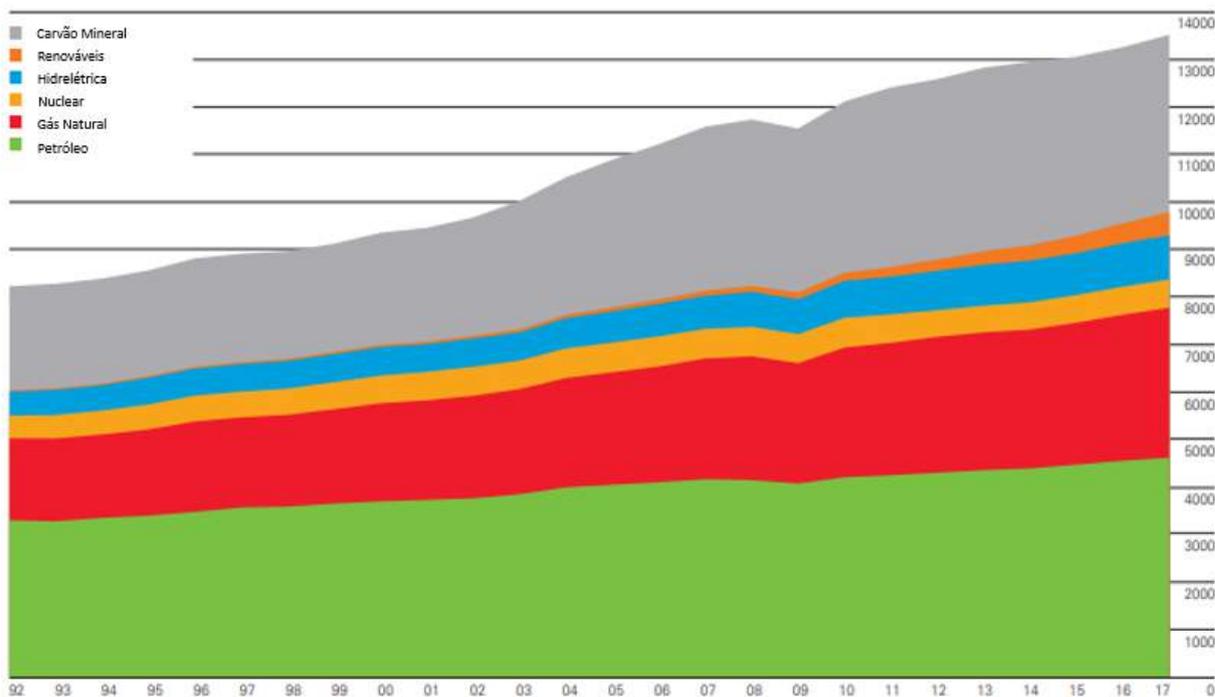
Como trata-se de um recurso natural, cuja obtenção ocorre por meio da extração das reservas minerais distribuídas assimetricamente em diferentes regiões do planeta, assim como em diferentes qualidades (grau API), o que origina os diferenciais de custos entre os diferentes mercados e indústrias. Tais diferenças nas estruturas de custos são a base de geração de elevadas rendas diferenciais e vantagens competitivas em todos os segmentos da indústria petrolífera (PINTO JR. et al., 2016).

A indústria do petróleo é composta de uma longa cadeia de atividades, sendo elas: exploração, produção, transporte, refino, distribuição e a comercialização. No entanto, para fins de simplificação, a literatura econômica considera os segmentos de exploração e produção como o *upstream*, por se tratar da base da cadeia produtiva do petróleo, ou E&P como é abreviado em algumas literaturas. O setor que envolve as atividades de transporte e refino é conhecido como *midstream*. Por fim, às atividades finais tais como a distribuição e comercialização, pode-se chamar também *downstream* (CAMPOS, 2005). Outros autores como

Pinto Jr. et al. (2016) e Assunção (2018) consideram apenas as divisões *upstream* e *downstream* em que as atividades de transporte e refino estão incluídas nesse último.

Por se tratar do setor que concentra a maior parte dos custos e dos riscos da indústria do petróleo, o *upstream* tem importância fundamental para a indústria, pois serve como base para os demais setores. Como a indústria do petróleo, por sua natureza, é fortemente intensiva em capital e possui um elevado custo fixo, os agentes que desejarem atuar no *upstream* deverão estar dispostos a investir grandes quantidades de recursos em ambientes de elevada incerteza (COIMBRA, 2013). Buscando mitigar essa característica e reduzir a relação risco/prêmio, a indústria do petróleo se desenvolveu no sentido de integração vertical, no qual as empresas buscam expandir sua atuação em todos os segmentos da indústria de modo a diluir os elevados riscos dos segmentos de exploração e produção ao longo de toda a cadeia produtiva do petróleo.

Gráfico 1.1 – A Matriz Energética Mundial 1992 – 2017 (Milhões de Toneladas de Petróleo Equivalente)



Fonte: BP Statistics, 2018 – Com Modificações Feitas Pelo Autor.

1.2. A VIRADA DO MILÊNIO: TEORIAS DE PICO DE PRODUÇÃO E A VOLATILIDADE DOS PREÇOS

No que tange o panorama geral da IMP após a virada do milênio, o aumento da capacidade de refino de alguns países e ao conseqüentemente aumento da importação de petróleo bruto, levam a preocupação quanto à expectativa da capacidade de fornecimento e retomam os debates acerca do horizonte de produção em um futuro próximo e as diversas previsões quanto ao pico de produção baseadas na curva de Hubbert, teoria desenvolvida por M. King Hubbert segundo a qual a produção de um poço, de um campo e, conseqüentemente, mundial, tende a se comportar conforme uma curva em formato de sino, atingindo o pico de produção e iniciando uma trajetória decrescente (PINTO JR. et al., 2016). No entanto, a existência de diferentes previsões se dá pela dificuldade das mesmas em incorporar estimativas quanto à descoberta de novas reservas e o ritmo das inovações tecnológicas, fatores que de fato foram determinantes para que os acontecimentos nos primeiros quinze anos do milênio contrariassem as previsões mais pessimistas.

O período que se sucedeu à virada do milênio, foi marcado por fortes oscilações nos preços do petróleo, registrando preços muito distantes dos limites da banda dentro da qual o preço variou durante muito tempo e sem retornar para estes no curto e médio prazos (PINTO JR. et al., 2016). A partir de 2003, verifica-se uma acentuada elevação dos preços devido ao aumento do consumo mundial de petróleo que pode ser explicado pelo aumento da capacidade de refino de muitos países, alinhado ao aumento da demanda, primeiramente, dos EUA e, posteriormente, da China, bem como à recuperação econômica mundial. Pinto Jr (2006) ao estudar a forte volatilidade dos preços à partir de 2003, ressalta o impacto de transformações no cenário geopolítico após os ataques de 11 de setembro de 2001, no qual a iminência de um confronto e, após 2003, a própria guerra em si, uma vez que a redução das exportações iraquianas, alinhada à desvalorização da moeda americana, foram cruciais para a elevação e manutenção dos altos preços do petróleo (PINTO JR., 2006). Esse cenário perdurou até 2008, quando após o preço do barril de petróleo tipo Brent atingir em julho um nível recorde de US\$144, este sofre uma acentuada queda provocada pela crise financeira internacional atingindo o mínimo de US\$ 40/bbl em 2009, reiniciando rapidamente um novo movimento ascendente até novamente ultrapassar, em 2011, a os US\$ 100/bbl.

Tal movimento ascendente é atribuído à fatores de caráter geopolíticos, de oferta e demanda, tais como: i) a primavera árabe, no início de 2011; ii) a não concordância por parte dos países da OPEP quanto à decisão de elevar a produção, em reunião realizada em junho do mesmo ano; iii) o crescimento econômico e conseqüente aumento da demanda nos países asiáticos, em especial da China; iv) a fragilização econômica dos países da zona do euro; v) além da volatilidade, ainda que num patamar elevado, provocada pela financeirização dos preços da

commodity, causando alterações independentes das condições de oferta e demanda (ANP, 2012).

O ano 2012 na IMP foi marcado pela manutenção dos preços observados em 2011, com um maior distanciamento entre os dois principais *benchmarks* da indústria, os petróleos do tipo Brent e o WTI, explicado principalmente pelo excesso de oferta deste último devido à baixa capacidade de escoamento na região do Cushing nos EUA onde este é produzido para ser negociado na bolsa de Nova York. Ademais, tensões entre o Irã e o Ocidente provocadas pelo Programa Nuclear Iraniano geraram sanções econômicas ao óleo cru e aos produtos petroquímicos iranianos, resultando em pressões altistas. O novo cenário energético norte-americano com a consolidação da produção do *tight oil* em áreas de produção não-convencional associado ao *shale-gas* através da utilização de novas tecnologias de perfuração como o faturamento hidráulico e a perfuração horizontal, resultou no aumento da produção doméstica e redução das importações norte-americanas e, somados aos efeitos da não recuperação econômica dos países da zona do euro, contribuíram para que em julho os preços atingissem os patamares mais baixos de 2012 (ANP, 2013).

O ano de 2013 representou uma redução da volatilidade dos preços da *commodity*, bem como menores pressões de demanda. Em parte isso se deve à redução das importações norte-americanas, ainda explicada pelo desenvolvimento da produção não-convencional interna e ao aumento da capacidade de escoamento no Cushing, o que também colaborou para reduzir o *spread* entre os preços do Brent e o WTI para um patamar de US\$11/bbl. Ainda, a atuação da Arábia Saudita como *swing producer* e a crescente demanda dos países asiáticos, em especial da China, foi essencial para manutenção dos preços num patamar superior a US\$100/bbl apesar da redução da demanda norte-americana (ANP, 2014).

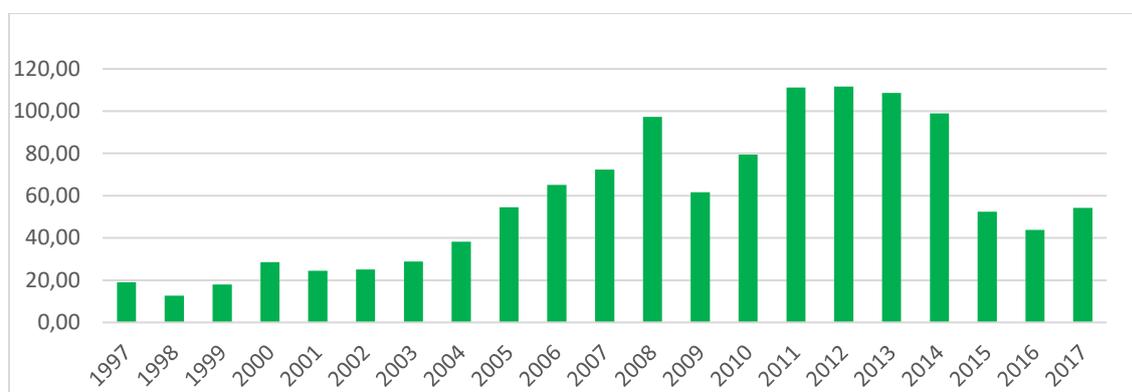
2014 foi um ano que marcou a ruptura da banda de variação dentro da qual o nível preços do petróleo se manteve desde 2011, com um mínimo de US\$80/bbl e um máximo de US\$120/bbl. O barril de petróleo do tipo Brent, que iniciou o segundo semestre do ano em US\$112 encerrou o ano atingindo a baixa de US\$53. A acentuada queda nos preços da commodity nesse período pode ser atribuída a uma série de fatores, a ver: i) o fim da atuação da Arábia Saudita como *swing producer*; ii) a rápida recuperação da produção na Líbia, que havia sido interrompida pela guerra civil; iii) a contínua produção iraquiana, apesar do acirramento dos conflitos políticos; iv) crescimento da produção doméstica nos EUA em áreas não convencionais; v) a lenta recuperação econômica dos países europeus; e vi) a desaceleração

do crescimento chinês. Observou-se, também em 2014, uma redução do *spread* entre os preços do Brent e do WTI (ANP, 2015a).

Os anos de 2015 e 2016 foram marcados pela continuidade do movimento de queda dos preços, chegando a atingir no segundo semestre de 2015 e início de 2016, o patamar de US\$30. A manutenção deste movimento se deu, principalmente, pela falta de um consenso entre os países membros da OPEP quanto à redução da produção, uma vez que a Arábia Saudita mais uma vez optou por um nível de produção elevado como forma de garantir sua participação de mercado. Alguns autores atribuem essa decisão a fatores geopolíticos, como o interesse dos EUA, como aliado saudita de embargar a produção russa. Outro fator que colaborou para o movimento de baixa pode ser atribuído à resiliência dos produtores do *tight oil* às quedas de preços, mantendo o nível de produção elevado (ANP, 2016).

Já os índices para o ano de 2017 mostram uma melhora quanto ao período de baixa, que pode ser considerado o início de um novo movimento de alta a ver os preços realizados para os meses que antecedem a data de conclusão do presente trabalho no ano de 2018, recentemente ultrapassando a casa dos US\$80 por barril do Brent.

Gráfico 1.2 – Evolução do Preço Spot de Óleo (US\$/bbl Brent)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados BP Statistics

1.3. O UPSTREAM: CARACTERÍSTICAS TÉCNICO-ECONÔMICAS DAS ATIVIDADES DE E&P

1.3.1. UPSTREAM: A BASE DA CADEIA PRODUTIVA DO PETRÓLEO

O segmento da indústria petrolífera que engloba as atividades de exploração e produção, também conhecido como *upstream* é a parte da cadeia produtiva que concentra os maiores riscos e custos (cerca de 70%), por esse motivo, aplica-se sobre essas atividades um olhar especial tanto por parte das grandes empresas, quanto das organizações internacionais e dos

governos dos estados exportadores e importadores de petróleo. Campos (2005) acrescenta à importância desse segmento, o acesso à matéria-prima e a possibilidade de realização de lucros extraordinários.

Apesar de custosa e arriscada, a fase de E&P faz-se extremamente necessária para a existência das demais atividades da cadeia, por isso diz-se que essas atividades são a base da cadeia produtiva do petróleo e por isso a chamamos *upstream*. Segundo Pinto Jr. et al. (2016), a natureza da indústria do petróleo e, principalmente do *upstream*, nos mostram que essas atividades estão expostas a riscos de natureza única e específica que se adicionam aos riscos normais, como de custos, mercados, demanda e preços.

Em primeiro lugar, embora sejam investidos montantes nas casas de US\$ 40 milhões a US\$ 50 milhões em estudos geológicos e geofísicos por área analisada (PINTO JR. et al., 2016), e as tecnologias disponíveis para pesquisa estejam em constante evolução, a existência de óleo em um potencial reservatório, assim como a sua qualidade e a sua comercialidade, só serão de fato comprovados no ato da prospecção de um poço para exploração. Portanto, o risco inerente a possibilidade de fracasso na exploração de um poço quanto à existência de óleo, sua qualidade e comercialidade, é o risco geológico.

Soma-se ao risco geológico os riscos institucionais. Os riscos institucionais surgem principalmente pela característica de longo prazo de maturação dos investimentos em E&P. Estes podem ser separados em riscos políticos e riscos regulatórios. O risco político está relacionado diretamente à estabilidade de um governo ou regime político de forma que não ocorram alterações que possam vir a prejudicar os investimentos do projeto, tal como expropriações. Já o risco regulatório está diretamente relacionado com a garantia de cumprimento do contrato (CONSOLI, 2015).

Ainda, segundo Pinto Jr. et al. (2016), dados os elevados custos e o longo prazo de maturação dos investimentos em E&P, o fato de as empresas produtoras possuírem a necessidade de estar sempre em busca de novas fontes de óleo para o suprimento futuro e garantir a ininterruptão da produção de petróleo e o seu refino, demonstra a preferência que as grandes empresas de petróleo possuem pela manutenção e continuidade dos seus negócios num longo prazo do que obterem lucro em um prazo mais curto (PINTO JR. et al., 2016).

Como estratégia para contornar os desafios representados pelos elevados custos e riscos presentes nas atividades de exploração e produção, as empresas lançam mão da integração vertical, isto é, diversificam sua atuação em atividades ao longo de toda cadeia da indústria petrolífera de forma, não somente a diluir os riscos e custos de E&P ao longo de toda a cadeia,

mas também usufruir assim das vantagens por economias de escala em todas as etapas da produção. Essas vantagens obtidas através das economias de escala somam-se aos elevados custos fixos característicos das atividades do upstream e, possivelmente, à integração horizontal, pela concentração da indústria através de acordos empresariais, como *joint-ventures*, gerando assim aos produtores rendas diferenciais e, conseqüentemente, barreiras à entrada de novas empresas no setor (PINTO JR. et al., 2016; CAMPOS, 2005).

1.3.2. RENDA PETROLÍFERA

O conceito de renda econômica, ou renda diferencial, foi consolidado em 1817 por David Ricardo em seu estudo *Princípios de Economia Política e Tributação*, através do conceito *renda da terra*, que ele utilizou para designar a renda extraordinária obtida por um produto agrícola que produzisse em terras de maior produtividade e a menores custos, em relação a outros produtores agrícolas. Isso acontece uma vez que o preço de equilíbrio de mercado necessita ser alto o suficiente para cobrir os custos daqueles que produzem em terras menos férteis (TOLMASQUIM E PINTO JR., 2011).

O mesmo ocorre para a indústria do petróleo, onde existem produtores com estruturas de custos heterogêneas capazes de gerar rendas diferenciais, denominadas, para este caso, renda petrolífera. Tais rendas diferenciais podem ser caracterizadas, ou classificadas, de acordo com os diferentes fatores que as originam e, embora seja difícil mensurá-las isoladamente, nos ajudam a entender os principais fatores responsáveis pelas diferenças de custos na indústria. São elas: i) Rendas de posição ou mineira, medidas pelo grau de dificuldade de acesso às jazidas e extração do óleo; ii) Rendas de localização, medida pela distância geográfica em relação aos principais centros consumidores; iii) Rendas de qualidade, relacionadas principalmente à leveza do óleo encontrado (grau API); e iii) Rendas tecnológicas, que dizem respeito aos diferentes estágios das tecnologias utilizadas por diferentes produtores (TOLMASQUIM E PINTO JR., 2011).

Pode-se afirmar ainda, segundo Tolmasquim e Pinto Jr. (2011), que a renda petrolífera, obtida através de estruturas de custos assimétricas que geram vantagens produtivas, remete ao conceito de lucro extraordinário, ou seja, o lucro que excede o lucro normal suficiente para remunerar os custos requeridos para se descobrir e extrair petróleo e gás natural de seu reservatório somados ao custo de oportunidade do capital empregado. Entende-se, portanto, a partir da natureza de disparidade de custos entre os diferentes agentes produtores, que um fator essencial à decisão de investir ou não em E&P de um potencial reservatório, dada sua estrutura de custos e de riscos, será o preço do petróleo no mercado internacional. O preço poderá atuar

como fator chave ao tornar rentável um empreendimento de elevados riscos e custos, tornando-o, assim, comerciável.

Nesse sentido, pode-se considerar que o conceito de renda petrolífera habita no cerne das tomadas de decisões por parte dos diferentes agentes da indústria do petróleo, além de originar ou participar dos diferentes fatores aos quais pode-se classificar como determinantes do grau de atratividade de um certo empreendimento, como poder-se-á ver nos subcapítulos que seguem.

1.3.3. GOVERNMENT TAKE X CONTRACTOR'S TAKE

A renda petrolífera, como discutido no subitem anterior, pode ser caracterizada como uma renda diferencial originada por estruturas de custos distintas para os diversos produtores de uma economia. A renda petrolífera é considerada como a diferença entre a receita bruta do empreendimento e o somatório dos custos de produção e o custo que remunera o capital (figura 1.1). Após a remuneração dos custos recuperáveis de exploração, produção e desenvolvimento, o restante é a renda petrolífera. Essa, por sua vez, divide-se entre a parcela do governo ou *government take* e a parcela da empresa, *contractor's take*.

A estrutura do *government take* é definida de acordo com o regime fiscal adotado pelo país produtor, que por sua vez, buscará capturar para si a maior parcela possível da renda petrolífera através da cobrança de diferentes tributos, taxas, participações, royalties e quaisquer outros instrumentos de captura presentes em seu sistema fiscal (ALMEIDA et al, 2016).

Ainda, Almeida et al (2016) afirmam que o nível de apropriação de renda petrolífera pelo governo dependerá do regime fiscal adotado. Segundo os autores, o regime fiscal a ser adotado dependerá de diversos fatores, tais como as condições legais e regulatórias, a parcela de apropriação almejada, o momento em que se busca ter acesso às participações governamentais e o risco que governo está disposto a correr no processo.

Outros dois fatores que devem ser levados em conta quanto ao regime fiscal adotado possuem relação com o risco que envolve determinado projeto. A atividade de exploração de petróleo e gás natural possui uma taxa média mundial de sucesso girando em torno de 30%, isto é, em cada 10 poços perfurados no mundo, 3 possuem petróleo em quantidade e qualidade comerciáveis (ALMEIDA et al, 2016). Além disso, outra característica dos projetos de E&P consiste na prolongada vida útil do mesmo e longo prazo de maturidade dos investimentos no setor. O processo de exploração e produção de um poço de petróleo pode levar de 2 a 3 anos

para jazidas em terra e de 3 a 5 anos para jazidas offshore em águas profundas (CAMPOS, 2005).

Por isso, podemos dizer que as atividades do *upstream* estão amplamente expostas a diversos riscos, tais como o insucesso geológico, elevados choques negativos nos preços do petróleo após realizado o investimento inicial ou até alterações de caráter político que possam elevar os riscos e o grau de incerteza ou reduzir a lucratividade do projeto. Nesse contexto, cabe ao governo optar por um regime fiscal cujo *government take* funcione de forma a garantir considerável lucro ao país e, simultaneamente, garantir a atratividade do *upstream* ao investimento privado (ALMEIDA et al, 2016).

Figura 1.1 – Alocação da Receita Bruta em um Projeto Típico de E&P



Fonte: Johnston, 1994.

1.3.4. INTENSIDADE DE CAPITAL, BARREIRAS À ENTRADA E BARREIRAS À SAÍDA

A indústria do petróleo é composta de características específicas, tal como as diversas estruturas de custos observadas para diferentes produtores em diferentes regiões de exploração, principalmente no setor de exploração e produção, que concentra entre 70% e 80% do total dos investimentos necessários em toda cadeia produtiva do petróleo (CAMPOS, 2005). A análise da evolução da indústria petrolífera desde os primórdios de sua história, permite observar os avanços técnico-econômicos, incorporados por Rockefeller já nos idos do século XIX, pelos quais as empresas, visando mitigar as incertezas relacionadas aos elevados custos de E&P, lançaram mão da integração vertical como forma de diluir os custos ao longo de toda cadeia produtiva. Posteriormente observou-se também a possibilidade da internacionalização.

Dessa forma, segundo Pinto Junior (2016), as empresas buscam, por um lado, usufruir das vantagens inerentes às economias de escala em todos os segmentos da cadeia produtiva enquanto, por outro lado, diversificam suas atividades geograficamente, através da exploração em países com estruturas geológicas, regulatórias e políticas diferentes. Ainda, segundo o autor, apenas as empresas integradas possuem a capacidade de obtenção de recursos suficientes para manter e elevar o fluxo de descobertas de nova jazidas, garantindo assim, a preservação de um horizonte de longo prazo de E&P, sustentando assim, posições competitivas na IMP (PINTO JR. et al., 2016).

Essa natureza do *upstream* como um setor com elevado fator risco e, conseqüentemente, uma atividade fortemente capital-intensiva, explica que a partir das estratégias adotadas pelos agentes para reduzir o fator de incerteza, faz com que os riscos individuais dos agentes sejam uma função do capital total disponível, do tamanho e do grau de integração das empresas, o que introduz uma barreira econômica à entrada de novos produtores na indústria (PINTO JR. et al., 2016)

Assim como as estruturas de custos características das atividades de exploração e produção são capazes de explicar os fatores capazes de gerar barreiras à entrada de novos produtores na indústria no petróleo, o mesmo pode se observar em relação aos fatores que dificultam e impedem a saída dos produtores da indústria.

Os investimentos realizados em toda indústria do petróleo e, em especial, na E&P, possui características que tendem a funcionar como barreiras à saída de produtores da indústria. Essas barreiras são determinadas, principalmente, pelos chamados *sunk costs* que, por sua vez podem ser caracterizados como custos fixos que não podem ser recuperados caso a empresa decida por deixar a indústria. *Sunk cost* são custos relacionados ao investimento em ativos que não podem ser vendidos, sendo, geralmente, ativos duráveis, indivisíveis e com elevado grau de especificidade em relação à indústria e à atividade nas quais a empresa está inserida (CANELAS, 2004).

Essa dificuldade de recuperação de investimentos está relacionada à característica da rigidez dos investimentos necessários às atividades de E&P. Sobre isso, Campos (2005) afirma:

“Em todos os segmentos do setor de petróleo há rigidez, em especial, a rigidez de investimentos. Os investimentos em equipamentos para o segmento de upstream, frota de navios, oleodutos, plantas (sic) de refino e de armazenagem, bases de distribuição no atacado e rede de postos de varejo possuem baixa liquidez, porém são planejados adequadamente a partir de uma cultura empresarial formada por recursos humanos altamente qualificados. Há, também, rigidez na demanda por derivados, por exemplo,

transporte veicular (gasolina, diesel). A rigidez das tecnologias de uso representam (sic) barreiras à saída dos consumidores, que são cada vez mais cativos do consumo de derivados de petróleo.” (CAMPOS, 2005)

Portanto, pode-se concluir que a irreversibilidade dos custos de produção, à qual pode-se também chamar custo de abandono, caso deseje-se abandonar a indústria e abrir mão dos custos realizados, venha a explicar a rigidez, ou inelasticidade, da oferta em relação ao preço ou à demanda em curto e médio prazos. O mesmo não se verifica a longo prazo, pois a estabilização do preço em um patamar distinto tende a reorientar as decisões futuras de investimento (CANELAS, 2004).

1.3.5. DOS RISCOS

As atividades do *upstream* petrolífero, possuem características tais que, o desenvolvimento dessas atividades envolve uma elevada gama de riscos e incertezas que possuem origem e naturezas distintas e podem explicar os elevados custos necessários para se investir nas atividades de exploração e produção.

Além dos riscos normais de mercado aos quais todas as atividades estão expostas, tais como preço e demanda, as atividades de E&P possuem riscos específicos da indústria de petróleo e gás natural, sejam estes de natureza geológica ou institucional, uma vez que a indústria do petróleo é fortemente influenciada por fatores geopolíticos e dependente de estruturas regulatórias eficientes (PINTO JR. et al., 2016).

1.3.5.1. DO RISCO GEOLÓGICO

O petróleo é gerado a partir da matéria orgânica dos oceanos que, depositada junto aos sedimentos de baixa permeabilidade, ao abrigo da ação oxidante da água, sofre uma cadeia de reações exposta à ação bacteriana e ao calor oriundo do interior da terra, gerando assim hidrocarbonetos líquidos e gás, numa reação chamada *catagênese*. Após essa reação que é a geradora do petróleo, o mesmo migra da rocha geradora por um caminho de porosidades rochosas até encontrar uma rocha selante, de baixa permeabilidade, que então concentrará o óleo na rocha reservatório em que se encontra (THOMAS, 2004). Sobre o processo de migração para a rocha geradora, Thomas (2004) acrescenta:

“ Admitindo-se diferentes bacias sedimentares, de dimensões equivalentes, contendo rochas geradoras com potenciais de geração de hidrocarbonetos também equivalentes, dados pelos seus teores de matéria orgânica e condições termoquímicas, os volumes de petróleo a serem encontrados poderão ser os mais distintos, desde volumes gigantescos em umas até insignificantes em outras, isso dependendo de seus graus de estruturação, da

existência e inter-relação das armadilhas e dos contatos que essas armadilhas propiciem entre rochas geradoras e reservatórios. Em última instância, de nada vale uma bacia sedimentar dotada de rochas potencialmente geradoras e reservatórios se não estiverem presentes as armadilhas contentoras da migração. O termo armadilha tem conotação ampla e engloba todas as variantes de situações em que possa haver concentração de hidrocarbonetos.” (THOMAS, 2004)

Portanto, essa gama de possibilidades de estruturas geológicas distintas, quanto à presença ou não de rochas geradoras, reservatórios, selante e armadilhas (THOMAS, 2004) associada à obtenção de petróleo, na maioria das vezes, associado a outros tipos de hidrocarbonetos e diversas impurezas explicam a distribuição assimétrica tanto quanto à sua presença e quantidade quanto ao grau de qualidade do óleo, o que demonstra que uma determinada empresa disposta a investir na atividade exploratória, deverá estar disposta a investir elevados recursos em um cenário de grande incerteza. (COIMBRA, 2013)

Por isso é tamanho o investimento das empresas na atividade de exploração, cujo grau de risco pode ser o mais elevado da indústria, de forma a mapear potenciais áreas de reservatórios de óleo e desenvolver estudos geológicos e geofísicos, essenciais para garantir uma maior probabilidade de sucesso na etapa de perfuração. Ainda, a indústria do petróleo demonstra elevados esforços no sentido de desenvolver e aprimorar as tecnologias de sísmica e na busca de técnicas de interpretação e análise de dados cada vez mais sofisticadas (COIMBRA, 2013). No entanto, ainda hoje, o sucesso ou o fracasso exploratório só podem ser constatados de fato no momento em que o poço pioneiro é perfurado (PINTO JR. et al., 2016). Esse risco associado ao fracasso exploratório é comumente chamado, na literatura econômica de petróleo e gás, de risco geológico.

1.3.5.2. DO RISCO INSTITUCIONAL: POLÍTICO E REGULATÓRIO

Além dos riscos geológicos inerentes às atividades de exploração, há também os riscos institucionais que, por sua vez, estão ligados mais à produção em si que à exploração. Esses podem ser divididos em riscos de caráter político e os de caráter regulatório. O risco político refere-se ao grau de confiança que se obtém no governo em atuação e nos potenciais governos subsequentes, uma vez que os projetos de E&P possuem retornos de longo-prazo. Já o risco regulatório está ligado à capacidade de atuação de algum órgão como agente regulador, garantindo o cumprimento do contrato e adotando regimes contratuais capazes de garantir a rentabilidade desejada.

O risco político possui uma longa definição na literatura de economia industrial, porém para o presente trabalho, faz-se necessário considerar apenas os fatores que funcionam como

geradores de incerteza política capazes de impactar negativamente a atratividade do setor de E&P de petróleo de um determinado país. Para tal, Pinto (2014) define os riscos políticos como sendo: “(...) aqueles relacionados com a possibilidade de expropriação, nacionalização, confisco, interferência regulatória, quebra de contrato pelo Estado, distúrbios civis e riscos associados à convertibilidade e ao direito de transferência dos lucros e dos ganhos de capital.” (PINTO, 2014). Pode-se claramente notar que o autor inclui fatores próprios do risco regulatório, o que concede a percepção de que o político e o regulatório funcionam de maneira fortemente interligada, uma vez que os agentes reguladores são em geral órgãos governamentais, como agências reguladoras ou ministérios de energia.

O outro, risco muito comum às atividades de E&P de petróleo, também relacionado com o longo prazo de maturação dos investimentos em um determinado poço, é o risco regulatório. O risco regulatório está diretamente associado à possibilidade de não cumprimento ou alteração dos termos e cláusulas pré-estabelecidos em contrato (ALMEIDA & ARAÚJO, 2003).

Países que possuem elevado risco regulatório são aqueles que não possuem a figura sólida de um órgão regulador capaz de assegurar o cumprimento dos contratos, ainda que nos governos seguintes, assim como exercer seu papel de garantir a qualidade do serviço prestado, bem como do produto ofertado, fiscalizar os impactos ambientais das atividades sob seu olhar, garantir os devidos pagamentos estabelecidos em contratos e assegurar o fornecimento ininterrupto e a preços justos do produto ao longo de todo território nacional (PINTO JR. et al., 2016).

CAPÍTULO II – EVOLUÇÃO DA IBP E POTENCIAIS DETERMINANTES DO GRAU DE ATRATIVIDADE AO INVESTIMENTO EM E&P NO BRASIL

Após uma análise da recente evolução do mercado mundial do Petróleo, através da observação dos contextos que permearam e entrelaçaram os fatores geopolíticos, estratégicos, e econômicos dessa Indústria, assim como uma análise das características técnico-econômicas que serviram de base para o comportamento dos diversos atores e das estratégias por eles adotadas, não apenas ao longo de toda a trajetória da Indústria, mas o continuam fazendo, cabe agora a esta segunda parte, examinar de que forma a indústria brasileira do petróleo, no que tange às atividades de E&P, evoluiu de uma indústria de monopólio estatal para a abertura do mercado e, posteriormente, para um regime regulatório misto, de forma a contextualizar a análise dos elementos utilizados neste trabalho como potenciais determinantes da atratividade do setor: o risco geológico, o risco regulatório (institucional), e a política de conteúdo local.

2.1. EVOLUÇÃO RECENTE DO UPSTREAM BRASILEIRO

2.1.1. INVESTIMENTO NO UPSTREAM BRASILEIRO E DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO

A década de 1980 na IBP foi marcada pelos acentuados esforços da Petrobras em aumentar o volume de reservas comprovadas e produção interna, tendo para tal, incrementado o montante de investimentos em exploração e produção. A Constituição de 1988 veio por extinguir os contratos de risco para exploração e produção, e reafirmar o monopólio da estatal e do papel da CNP como “órgão encarregado pela fiscalização das atividades compreendidas no monopólio atribuído à União.” (CAMPOS, 2005).

A principal tendência observada na IBP, desde às medidas adotadas a partir dos choques, nos anos 1980 até a virada do milênio, foi a elevação dos montantes investidos em exploração e produção de petróleo no Brasil (CAMPOS, 2005). O desenvolvimento interno dessas atividades alavancou a capacidade tecnológica da Petrobras e possibilitou à empresa a ocupar a posição de pioneirismo tecnológico, pelo qual foi premiada com a primeira posição nos anos de 1991 e 2001 da *Offshore Technology Conference*, voltando a ser premiada em 2015 por sua tecnologia de perfuração em águas ultraprofundas e, em especial, no pré-sal (PINTO JR. et al., 2016).

Os anos da década de 1990, porém, foram marcados por profundas mudanças estruturais nos mais diversos setores da economia brasileira e, entre eles, o setor de petróleo e às demais atividades a ele associadas. Pinto Jr (2016) confronta os contextos externo e interno da indústria

de petróleo pelo afastamento das estratégias adotadas pela indústria nacional em relação aos caminhos em que seguiam as grandes empresas internacionais de petróleo. Essas últimas buscavam diversificar seu negócio, principalmente pela integração dos mercados em grandes blocos regionais, alinhando a integração vertical e horizontal da indústria. Já no plano interno, Pinto Jr. et al. (2016) afirma que:

“(...) a implementação do Plano Nacional de Desestatização (PND) desde 1991 diminuiu sensivelmente a força do grupo estatal petrolífero com a extinção dos braços de mineração e de comércio exterior (Petromisa e Interbras) e, especialmente, com a privatização dos ativos da petroquímica e da indústria de fertilizantes (Petroquisa e Petrofértil). O grupo estatal voltou a ser basicamente uma empresa restrita às atividades da cadeia petrolífera, distanciando-se da estratégia típica dos grandes grupos petrolíferos internacionais, em particular das *super-majors* (...)” (PINTO JR. et al., 2016:102)

O contexto interno na década de 1990 e as diretrizes pelas quais a IBP seguiu a partir do plano em vigor culminaram na reestruturação do *upstream* no sentido de uma abertura das atividades de exploração e produção que será analisada no subcapítulo que segue.

2.1.2. REESTRUTURAÇÃO DO UPSTREAM E ABERTURA AO INVESTIMENTO PRIVADO

Em 1997 a IBP experimentou uma reforma das bases e diretrizes de organização econômica através da aprovação pelo Congresso Nacional da reforma jurídica com a lei 9.478/97 que afetou diretamente os atores das indústrias de petróleo e gás natural. A lei, que ficou conhecida como a Lei do Petróleo, objetivava a criação de um novo padrão de organização industrial e o fomento de um certo nível de competição no sentido de uma abertura gradual da indústria ao capital privado. Para tal, segundo Pinto Jr. et al. (2016), “(...) a lei estabeleceu o livre acesso a terceiros nos ativos de transporte e armazenagem da estatal.” (PINTO JR. et al., 2016).

Outra notória medida instituída pela Lei foi a criação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) assim como a Agência Nacional de Petróleo (ANP), com o nome mais tarde alterado para Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, para atuação como agência de regulação, uma autarquia especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) (PINTO JR. et al., 2016; CAMPOS, 2005).

Por último e não menos importante, a Lei do Petróleo estabeleceu a abertura à atividade privada nas atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil, através de licitações para contratos de concessão conforme exposto no art. 23 da Lei 9.478/97:

“Art. 23. 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 nessa lei.” (Lei 9.478 de 1997, Art. 23)

Entre as responsabilidades atribuídas à ANP, Campos (2005) frisa: i) a implementação de política nacional de petróleo e gás natural, com ênfase na garantia de suprimento de derivados em todo o território nacional e a proteção dos consumidores e usuários quanto a preços, qualidade e a oferta dos produtos; ii) promover estudos para delimitação dos blocos que serão concedidos para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo; e iii) a elaboração e realização das licitações para contratos de concessão, assim como fiscalização da execução dos mesmos (CAMPOS, 2005).

2.1.3. A DESCOBERTA DO PRÉ-SAL E A INOVAÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO

Após o processo de abertura da IBP, principalmente no sentido de participação de outras empresas nas atividades de exploração e produção através de rodadas de licitações para contratos concessão, a cooperação entre as Petrobras e as empresas recém-chegadas ao Brasil, apresentará frutíferos resultados no que tange avanços tecnológicos em pesquisa e descoberta de novos blocos, comerciais ou não, o que pôde representar um importante desenvolvimento, não apenas na fronteira exploratória da IBP mas também para o mercado mundial de petróleo.

Tal resultado pode ser considerado, em parte, como um fruto tardio do esforço de desenvolvimento e do fomento das atividades do *upstream* petrolífero brasileiro, principalmente após o segundo choque do petróleo em 1979, em busca de uma maior autonomia da IBP em relação às importações de óleo e derivados. Pinto Jr. et al. (2016) define o período que segue ao ano de 1985 como a segunda fase da evolução do offshore brasileiro, ou “fase marítima de águas profundas”. Pinto Jr. et al. (2016) considera que a evolução da primeira para a segunda fase foi essencial para a recente descoberta do pré-sal, uma vez que a identificação das características geológicas das bacias e reservas permitiram o desenvolvimento de complexos e crescentes requisitos tecnológicos e de infraestrutura e progressivas escalas de produção. Segundo ele:

“A segunda fase corresponde às descobertas e início da produção em águas profundas. Os eventos que marcam esta fase são as descobertas dos campos gigantes de Albacora (final de 1984) e de Marlim (início de 1985), com lâminas d’água superiores a 400 m. As atividades subsequentes de exploração na Bacia de Campos confirmaram o elevado potencial petrolífero da região, com a descoberta de outros campos gigantes em águas ultraprofundas (lâminas d’água superiores a 1.000 m), como Albacora Leste (1986), Marlim Leste (1987) e Marlim Sul (1987). Diante deste diagnóstico, é possível observar

que o Brasil tornou-se uma das únicas nações a dominar a tecnologia de exploração petrolífera em águas profundas e ultraprofundas.” (PINTO JR. et al., 2016:106).

Grande parte do esforço de expansão da fronteira exploratória pode ser exemplificado, após a abertura com a Lei do Petróleo, pela realização de uma extensa área de sísmica 2D na modalidade não-exclusiva que resultou na oferta de 7 blocos na segunda e na terceira rodadas de licitações, respectivamente em 2000 e 2001 e , ainda, uma série de programas sísmicos 3D na modalidade exclusiva como parte das exigências contratuais entre 2001 e 2005, de extrema importância para o conhecimento das bacias sedimentares brasileiras e para descoberta de reservas em águas ultraprofundas na área geológica conhecida como pré-sal (PINTO JR. et al., 2016; ANP, 2015b).

A descoberta das jazidas do pré-sal brasileiro constitui uma importante inovação não somente para a indústria brasileira de petróleo, mas para a mundial, uma vez que compõem uma área de 800 km de extensão e 200 km de largura compreendida entre o litoral do Espírito Santo e o norte de Santa Catarina. Embora, a exploração e produção em jazidas desta natureza já houvessem sido realizadas por grandes empresas no Golfo do México a 1.500 m de profundidade, a exploração na região que ficaria conhecida como *cluster* do pré-sal, representava um grande desafio a ver que as características dessas jazidas, que podiam chegar a 7.000 m do nível da superfície, representavam um universo de entraves de ordem tecnológica a serem ultrapassados e um novo paradigma de política e planejamento energéticos no sentido de melhor coordenar os fatores requeridos para viabilizar tal exploração, começava a se mostrar necessário. Sendo assim, a superação da barreira tecnológica era acompanhada por igual desafio no plano institucional e regulatório (PINTO JR. & TOLMASQUIM, 2011).

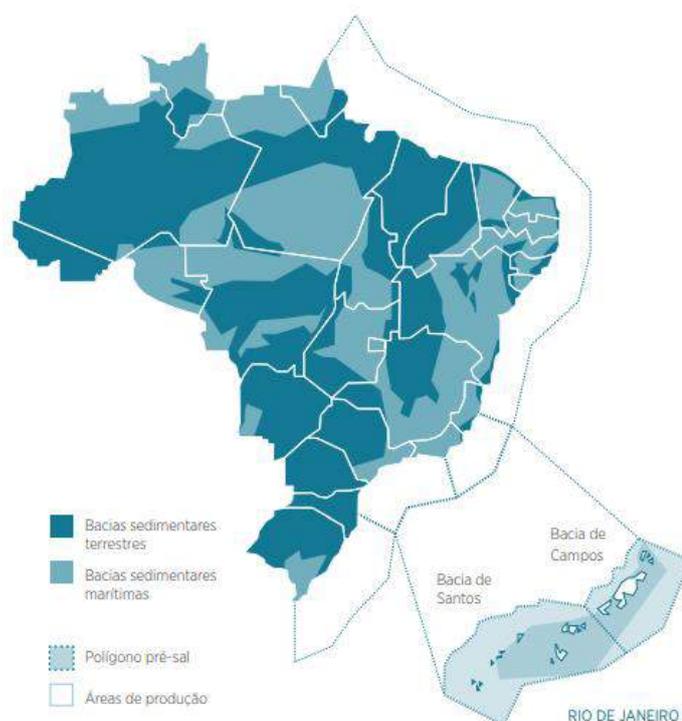
Nesse contexto foi aprovada pelo governo a Lei 12.351 de 2010 que dispõe sobre a exploração e produção das áreas do pré-sal e demais áreas consideradas estratégicas. Para tal, a lei delimitou as coordenadas dentro das quais se enquadraria o Polígono do pré-sal (Figura 2.1). Criou-se, através da Lei 12.304/2010, para fim de representação da União, a estatal Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA), e instituiu um regime regulatório misto, inserindo o regime de partilha de produção para as áreas sobre as quais dispõe a Lei, mantendo para as demais o regime de concessão (PINTO JR. et al., 2016; ANP, 2015b). Trataremos da inovação regulatória mais a fundo no terceiro capítulo.

Pinto Jr. et al. (2016) destaca que a primeira perfuração realizada no pré-sal ocorreu em 2005 na Bacia de Santos no prospecto conhecido como Paraty e, embora não fosse comercialmente atrativo, comprovou a existência de um sistema petrolífero naquela região da Bacia,

encorajando o projeto que permitiu, em 2006, a primeira descoberta comercial da Bacia, o campo de Lula, como passou a ser chamado o complexo Tupi, confirmando a eficiência das reservas desta natureza (PINTO JR. et al., 2016). Baseados em dados do Relatório Anual da Petrobrás de 2010, Tolmasquim e Pinto Jr. (2011) destacam que a Petrobras perfurou com sucesso, entre 2006 e 2009, 11 poços na área central da Bacia de Santos que, junto à Bacia de Campos, obtiveram, entre 2005 e 2010, 52 poços exploratórios perfurados na seção pré-sal, com índice de sucesso igual a 88% (TOLMASQUIM E PINTO JR., 2011).

Vale ainda ressaltar que ao posicionar a Petrobras em semelhante condições de ofertante junto às demais empresas nos leilões das rodadas de licitações, a Lei atingiu o seu objetivo de introduzir a competição e criar um novo padrão de organização industrial, pela qual o Brasil se favoreceu, pois refletiu um maior dinamismo na indústria petrolífera nacional, proporcionou um aumento do número de empresas e de empregos no setor e o desenvolvimento de novas tecnologias, o que permitiu ampliar o esforço exploratório e atingir novas fronteiras exploratórias, contexto este que culminou na descoberta do pré-sal (TOLMASQUIM & PINTO JR., 2011; PINTO JR. et al., 2016)

Figura 2.1 – Polígono do Pré-sal



Fonte: ANP (2015b)

2.2. ATRATIVIDADE: RISCOS E CUSTOS DE E&P NO BRASIL

Seguindo a proposta introduzida no capítulo anterior deste trabalho, de que a atratividade do setor de E&P de petróleo para um determinado contexto, está diretamente relacionado à sua estrutura de riscos, assim como de custos, julga-se necessário uma análise dos fatores que compõem tais estruturas para o ambiente do *upstream* petrolífero brasileiro pós-abertura para posteriormente os relacionar com os resultados observados nas rodadas de licitações dos diferentes regimes realizadas pela ANP desde então.

No período ao qual se busca analisar, a IBP foi influenciada por alguns fatos marcantes que delinearam a estrutura institucional e regulatória de forma a construir dois ambientes de análise para melhor entender de que forma tais acontecimentos e as mudanças com eles observadas impactaram os determinantes de atratividade do setor. Os principais fatos a se levar em conta para esta análise são: i) a abertura das atividades de E&P à participação privada; e ii) a descoberta do petróleo do pré-sal e a mudança regulatória gerada. Tendo em vista os ambientes que assim se desenham, pós-abertura e após o marco regulatório do pré-sal, a análise dos determinantes nos diferentes cenários buscará entender como evoluiu a atratividade no setor.

Ainda, as seções que seguem buscarão apresentar os riscos aos quais se relacionam os principais fatores utilizados no presente trabalho como potenciais determinantes do nível de investimentos realizados pelas empresas participantes das rodadas de licitações da ANP. Como a constatação anteriormente apresentada de que a atratividade de um determinado empreendimento está fortemente relacionada à sua relação risco/prêmio e, conseqüentemente aos diversos fatores que influenciam tal relação, tais como o preço do óleo, os custos envolvidos, incluindo as exigências feitas pelo órgão regulador nos diferentes regimes regulatórios observados, assim como a ignorância quanto à quantidade e qualidade do óleo nos reservatórios, os subcapítulos que seguem buscarão analisar de que forma tais determinantes estão presentes na IBP, enquadrados em uma estrutura de riscos dividida, basicamente, em risco geológico e regulatório, com ênfase sobre as exigências governamentais observadas nos diferentes leilões para os diferentes marcos-regulatórios.

2.2.1. O RISCO GEOLÓGICO NO BRASIL

No sentido de utilização do risco geológico, presente nos diversos tipos de empreendimentos exploratórios de petróleo e gás, como uma variável capaz de impactar os níveis nos quais os investimentos em E&P sejam realizados nas diferentes regiões, pode-se traçar um comparativo desse determinante no que diz respeito principalmente à localização do campo explorado e o nível da tecnologia empregada na exploração do campo.

O risco geológico, previamente definido no primeiro capítulo do presente trabalho, tende a variar de acordo com o grau de conhecimento e informações disponíveis sobre a região explorada, isto é, das estruturas geológicas do campo e, para tal, faz-se necessário utilização dos recursos tecnológicos de mapeamento dessas estruturas, tais como os diferentes tipos de sísmica aplicada (2D, 3D e 4D). Outro fator capaz de influenciar o risco geológico na exploração de um determinado campo é a proximidade em relação aos campos que já tenham apresentado sucesso exploratório. Ainda que à Petrobras tenha sido exigido a divulgação dos resultados das pesquisas e informações técnicas obtidas durante o monopólio, dado um primeiro momento da abertura do mercado, deduz-se que apesar dos elevados esforços das demais empresas na familiarização e identificação das estruturas geológicas brasileiras, os mesmos deviam ainda ser alinhados a tecnologias de ponta em exploração, principalmente em águas profundas, e nesse quesito a Petrobras sempre ocupou uma posição de destaque, arcando ainda com os elevados custos necessários para tal.

Com o advento da descoberta do petróleo na região do pré-sal e toda as mudanças relacionadas a essa nova fronteira exploratória, abriu-se uma janela de possibilidade de exploração a um grau de risco exploratório bastante reduzido, porém com necessidade de um nível de investimento que desencoraja e inviabiliza a exploração num cenário de preço reduzido. Segundo Neves (2010), por tratar-se de uma região cuja estrutura geológica difere em muito dos blocos do pós-sal, alguns fatores contribuem para que o risco geológico de exploração no pré-sal seja muito menor em relação ao pós-sal, tais como: i) o elevado número de reservas que a região apresenta em relação às áreas que já se encontravam em exploração; ii) à grande distância do local de armazenamento deste óleo em relação à superfície; e, conseqüentemente, iii) a qualidade do óleo encontrado nos reservatórios do pré-sal, uma vez que o óleo leve, como é considerado o da região em questão, apresenta uma dificuldade de refino muito inferior e, por isso, possui um valor de comercialização mais elevado; e, ainda, iv) a possibilidade de conexão entre reservatórios adjacentes (TOLMASQUIM & PINTO JR., 2011; NEVES, 2010).

Como, no regime de concessão, os riscos e o produto da lavra cabem ao concessionário, essa caracterização do pré-sal como uma fronteira exploratória de reduzido risco geológico e elevada rentabilidade levou à necessidade de reorientação do marco-regulatório de E&P no sentido de um maior atendimento aos interesses nacionais, buscando uma maior participação da União nos resultados e seu maior controle da riqueza potencial em benefício da sociedade, como pode-se ver a seguir. No entanto, o fato de o marco regulatório sofrer modificações frente à potenciais mudanças na natureza do risco geológico, tendem a funcionar como uma anulação desta última,

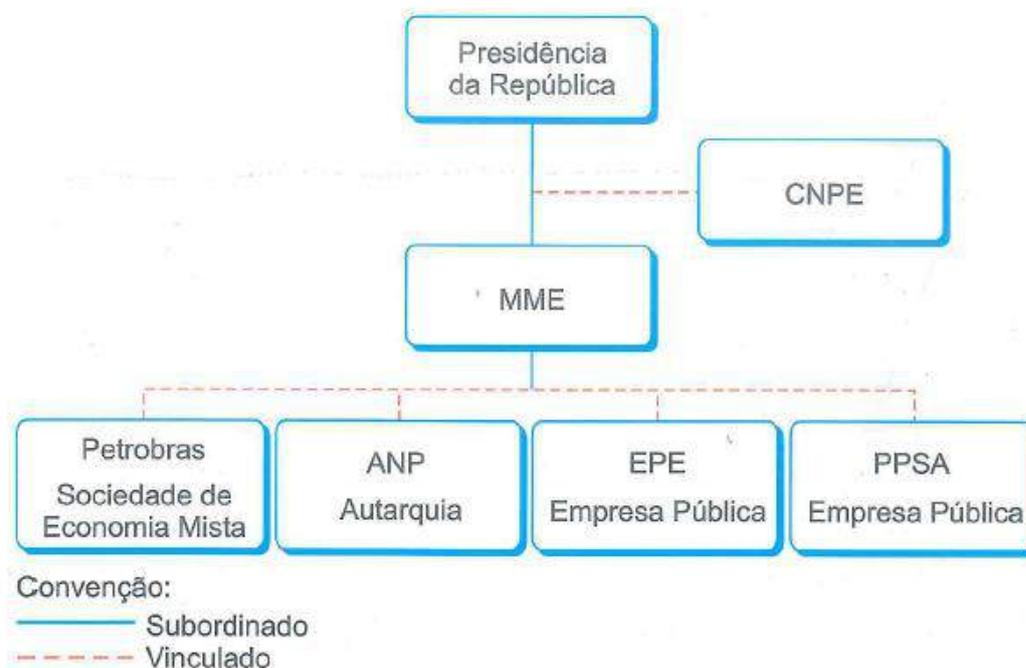
uma vez que o benefício obtido através do menor risco passa a ser transferido ao governo através de uma maior participação governamental, de um maior controle do processo pelo governo e da absorção de uma maior parcela do excedente em óleo pelo governo.

2.2.2.O RISCO REGULATÓRIO NO BRASIL

As atividades de E&P no Brasil que foram, até 1997, competência do monopólio do estado representado pela empresa estatal Petróleo Brasileiro S.A., a Petrobras, são hoje realizadas sob um regime regulatório misto. A Lei nº 9.478/1997 permitiu a abertura dos segmentos de exploração e produção à participação de empresas privadas e estrangeiras sob o regime de concessão. A partir de 2007, a descoberta dos reservatórios do pré-sal levou as autoridades brasileiras a estudar a possibilidade de instauração de um novo marco regulatório que beneficiasse o Estado ao garantir uma maior parcela da renda, uma vez que a exploração nessa região possuía reduzido risco geológico e alta rentabilidade. Dessa forma, a Lei nº 12.351/2010 consagrou o regime de partilha de produção como um novo marco regulatório para as áreas do pré-sal e demais áreas consideradas estratégicas, com exceção das áreas do pré-sal já concedidas via concessão e que sob esse marco permaneceriam (TOLMASQUIM & PINTO JR., 2011).

O sistema regulatório brasileiro conta com diferentes agentes cujos papéis são essenciais para o bom funcionamento da indústria e uma boa relação entre as empresas, o governo e os consumidores. Os principais agentes são o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Ministério de Minas e Energia (MME), a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) e a Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA), além de investidores privados nacionais e internacionais (Figura 2.2). Para uma melhor visualização do quanto evoluiu a entidade reguladora da indústria de petróleo no Brasil no sentido de fortalecimento próprio e redução do risco regulatório, faz-se necessário uma análise um pouco mais detalhada dos regimes aplicados nas atividades de E&P, assim como das exigências inerentes a cada um destes, tais como as participações governamentais, conteúdo local, programa exploratório mínimo e outros fatores que possuem potencial de influência sobre as decisões de investimentos no setor.

Figura 2.2 – Estrutura do Sistema Regulatório de E&P no Brasil.



Fonte: Tolmasquim & Pinto Jr. (2011)

A abertura da indústria do petróleo, além de ser entendida como um reflexo do contexto econômico brasileiro e mundial nos anos 1980 e 1990, de mudanças de caráter privatizante, representou uma busca pela redução da participação do estado no setor, porém, sem a privatização da Petrobrás, tendo como objetivos atrair investimentos de empresas de petróleo nas atividades de E&P e obter maior participação do capital privado nas demais atividades, como o refino. Pode-se atribuir, ainda, como um fato relevante à abertura, a avaliação de que os recursos para exploração dos quais a Petrobras dispunha não se faziam suficientes frente às dimensões das bacias sedimentares brasileiras passíveis de dispor de reservas petrolíferas (MORAIS, 2015).

O regime de concessão vigente no Brasil desde a Lei do Petróleo em 1997, permite, através do processo de licitação, que empresas, além da Petrobras, realizem investimentos para exploração e produção de petróleo. Por este regime os recursos minerais que, presentes no subsolo, são propriedade do governo, quando produzidos, isto é, o produto da lavra, tem sua titularidade transferida para a empresa concessionária a partir das *well heads* (PINTO, 2014; TOLMASQUIM & PINTO JR., 2011). Tal transferência ocorre como uma contrapartida dos custos e dos riscos ao quais incorre a concessionária, assim como o pagamento de tributos e outras exigências legais determinadas pela Lei nº 9.478/97, tais como assim descritas por Tolmasquim e Pinto Jr. (2011):

“(…) i) o pagamento de participações governamentais como: bônus de assinatura, *royalties*, participação especial e pagamento pela ocupação e retenção de área; ii) outras obrigações como: compromissos exploratórios mínimos em prazos preestabelecidos e conteúdo local na aquisição de bens e serviços para a realização de atividades de E&P.” (TOLMASQUIM & PINTO JR., 2011).

A Lei nº 9.478/97 não apenas inaugurou a abertura do setor e o regime regulatório a ser aplicado no exercício das atividades da indústria, como criou instituições para exercício e fiscalização das concessões, assim como para melhor planejamento do desenvolvimento da indústria e políticas energéticas, tais como o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional de Petróleo (ANP). O CNPE, estabelecido como um órgão para assessorar a presidência, principalmente com propostas de políticas e medidas específicas no que tange os recursos energéticos nacionais. A ANP, criada como uma autarquia do Ministério de Minas e Energia (MME), foi estabelecida para promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades envolvendo petróleo, gás natural e biocombustíveis e, entre suas principais atividades encontram-se: i) a execução de estudos de forma a delimitar os blocos a serem ofertados nas rodadas de licitações; ii) a elaboração dos editais para licitação das concessões; iii) a elaboração dos contratos junto às empresas vencedoras; iv) a fiscalização da execução das atividades conforme pré-estabelecido contratualmente; e v) estímulo à pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias em todas as etapas da cadeia do petróleo (MORAIS, 2015)

2.2.3. CONTEÚDO LOCAL NO BRASIL

O conteúdo local mínimo, ou seja, as exigências de aquisição de uma quantidade mínima obrigatória de bens e serviços brasileiros, configura-se como um tema de certa complexidade, seja para o regulador, à medida que deva levar em conta no cálculo deste a capacidade de atendimento à exigência, seja para a empresa petroleira, devido ao elevado grau de dificuldade encontrada por estas no cumprimento dessas exigências, principalmente pela inexistência no mercado interno de produção dos bens mais intensivos em tecnologia em estado competitivo em preço e qualidade em relação ao bem importado (MORAIS, 2015).

Segundo Morais (2015), era natural que com o início das licitações de áreas exploratórias, fosse exigido das empresas vencedoras um papel que, durante o monopólio, era exercido pela Petrobras, a exemplo do desempenho da função de articuladora da produção e nacionalização dos equipamentos que demandava para exercício das suas atividades de produção e refino, assim como o desenvolvimento da produção nacional de equipamentos submarinos para exploração em águas cada vez mais profundas, como através do Procap. Exigências de tal

natureza possuem os objetivos de acelerar o desenvolvimento tecnológico do país, alavancar a produção industrial e a geração de empregos. Ainda segundo Morais (2015), a atual política de conteúdo local brasileira atua com o objetivo, não somente de ampliar a cadeia nacional de suprimento industrial, mas também uma ampliação da capacidade tecnológica na produção de equipamento para E&P para preenchimento das visíveis lacunas tecnológicas do parque produtor já existente (MORAIS, 2015).

Quanto à variação da política de conteúdo local ao longo das rodadas de licitações do regime de concessão, pode-se observar separadamente três fases que distinguem-se entre si pela natureza de suas políticas de conteúdo local. A primeira fase, entre 1999 e 2002, que englobou da 1ª à 4ª rodadas, não possui uma política rígida quanto às exigências de conteúdo local. A oferta era livre e não havia um percentual mínimo a ser respeitado, apenas um teto para compras no mercado brasileiro de bens para atividade de exploração (50%) e desenvolvimento da produção (70%) (MORAIS, 2015).

Já para a fase seguinte, entre 2003 e 2004, período no qual ocorreram a 5ª e a 6ª rodadas, foram adotados percentuais mínimos de investimentos locais, diferenciados pelo grau inversamente proporcional de complexidade técnica de exploração e produção entre águas profundas, águas rasas e em terra, representados, respectivamente, pelos mínimos 30%, 50% e 70% na fase de exploração e 30%, 50% e 60% na fase de desenvolvimento da produção (MORAIS, 2015).

Pode-se considerar o período que se sucedeu ao ano de 2005, incluindo a 7ª rodada, como uma nova fase pela introdução de novas regras quanto às exigências de conteúdo local, com a reintrodução de um teto, pela qual as ofertas das empresas passariam a poder variar entre os percentuais mínimos e máximos definidos para as fases de E&P conforme localização do campo. Ainda em 2005 foi adotada uma metodologia própria para cálculo do conteúdo local baseada na cartilha elaborada pelo Prominp. Em 2007, na 9ª rodada, foi aprovado o Regulamento ANP nº 6/2007, pelo qual foi divulgada a cartilha de conteúdo local, segundo a qual nenhum item é necessariamente nacional, mas possui um percentual de conteúdo local, e definidos os critérios e procedimentos para atendimento dos mesmos, como a utilização de certificados de conteúdo local para comprovação do cumprimento das exigências junto à ANP (MORAIS, 2015).

Embora se possa considerar a política de conteúdo local como um importante instrumento de desenvolvimento da indústria e do mercado nacionais, reduzindo a possibilidade de um período de alta do mercado gerar efeitos tais como os da “doença-holandesa”, a dificuldade de

acesso a bens e serviços de elevado grau tecnológico, a preços reduzidos e de rápida entrega, tende por vezes a gerar perdas financeiras e atrasos nas operações exploratórias, tornando-se assim um fator capaz de impactar negativamente as decisões de investimento.

CAPÍTULO III – ANÁLISE DAS RODADAS DE LICITAÇÕES DA ANP E DA ATRATIVIDADE

Conforme exposto anteriormente, a Lei nº 9.478/97 definiu como único meio de acesso ao direito de exploração e produção de petróleo no Brasil, a licitações realizadas pela ANP à Petrobras e demais empresas privadas e estrangeiras que possuam o interesse exploratório, salvo os episódios nos quais o direito à E&P de determinados blocos sejam concedidos à Petrobras, através de contrato de cessão onerosa, ou para as áreas de oferta permanente. Para uma melhor visualização da evolução das exigências dos editais, das ofertas realizadas e da participação das empresas nas diversas rodadas de licitação, para os regimes de concessão e de partilha de produção, os itens que seguem trataram de avaliar e consolidar as principais informações divulgadas pela ANP como resultados das diversas rodadas de licitações. Neste capítulo serão analisadas algumas exigências como conteúdo local, programa exploratório mínimo, assim como o bônus de assinatura arrecadado pelo governo.

3.1. RODADAS DE CONCESSÃO

Segundo Tolmasquim e Pinto Jr. (2011), nas rodadas de licitação, sendo este o único meio legal previsto na Lei do Petróleo para concessão do direito de exercer as atividades de E&P, os blocos são delimitados e oferecidos, mediante a disponibilidade de dados geológicos e geofísicos que demonstrem possíveis reservas de óleo e gás. Cabe à ANP preparar e promover as rodadas de licitação, assim como fiscalizar o cumprimento das concessões vigentes. Ressalta-se que alguns critérios da licitação, como duração contratual e requisitos exigidos das empresas concorrentes, podem variar conforme os editais das rodadas. A organização de uma rodada de licitação em concessão inclui o seguinte processo: i) Definição de blocos; ii) Anúncio da rodada; iii) Publicação do pré-edital e da minuta do contrato de concessão; iv) Realização da audiência pública; v) Recolhimento das taxas de participação e das garantias de oferta; vi) Disponibilização do pacote de dados; vii) Seminário técnico-ambiental; viii) Seminário jurídico-fiscal; ix) Publicação do edital e do contrato de concessão; x) Abertura do prazo para habilitação das empresas concorrentes; e xi) Realização do Leilão para apresentação das ofertas e assinatura dos contratos de concessão (TOLMASQUIM & PINTO JR., 2011).

O primeiro evento envolvendo o regime de concessão foi a Rodada Zero, na qual foram assinados entre a ANP e a Petrobras 397 contratos de concessão a respeito de todas aquelas áreas que já se encontravam sob efetiva produção da estatal no momento em que a Lei foi promulgada, em 1997, sendo estes 115 para blocos exploratórios, 51 em áreas em desenvolvimento e 237 em campos de produção. Segundo a ANP, a empresa teria o prazo de 3

anos para descobrimento de óleo, ao fim dos quais deveria devolver as áreas em que nada fosse descoberto. Segundo a ANP (2015b), as quatro primeiras rodadas foram marcadas pelo estímulo à competitividade no setor, através da atração de novos produtores para o ascendente mercado brasileiro, a ampliação da exploração para um maior número de bacias sedimentares e solidificação do processo licitatório. Nessas, foram arrecadados com participações governamentais R\$ 15 bilhões, dos quais R\$ 8,3 bilhões em royalties, R\$ 1,5 bilhão em bônus de assinatura e R\$ 5,2 bilhões em participações especiais. R\$ 3,2 bilhões foi o investimento feito em exploração nos 88 blocos arrematados entre 1998 e 2002 (ANP, 2015b).

Em 1999, a partir do recebimento das informações geológicas e geofísicas da Petrobras, a ANP pôde definir os blocos e elaborar o edital para a primeira rodada de licitações para conhecimento das potenciais empresas participadoras, que receberam tais informações sobre os blocos mediante o pagamento de uma taxa. Marcou a realização da primeira rodada a oferta de 27 blocos, sendo 4 blocos terrestres e 23 blocos marítimos, localizados nas bacias de Campos, Santos, Espírito Santo e Foz do Amazonas, entre outros. Pode-se considerar que a primeira rodada gerou significativos resultados, uma vez que, mesmo encontrando-se o preço internacional do barril no baixo valor de US\$ 18 na época, foram apresentadas ofertas de 14 empresas de 6 diferentes países e, dos 27 blocos ofertados, 12 foram arrematados, gerando um bônus de assinatura de R\$ 321,66 milhões e um compromisso de conteúdo local na média de 25% na fase de exploração e 27% na fase de produção, como pode ser verificado nas tabelas 3.1 e 3.2 abaixo (MORAIS, 2015). Para atingir os objetivos almejados para esse primeiro momento de abertura do mercado, a ANP lançou mão de diversas estratégias, a exemplo do investimento exigido às empresas e consórcios na primeira rodada de montantes entre US\$ 3 milhões e US\$ 15 milhões em exploração sísmica ou perfuração de poços de forma a desenvolver o conhecimento geológico (ANP, 2015b).

A segunda rodada de licitações, anunciada em 30 de setembro de 1999 e realizada em 7 de junho de 2000, contou com a oferta de 23 blocos, dos quais 10 blocos terrestres e 13 marítimos, distribuídos por 9 bacias sedimentares. Desses blocos, 21 foram arrematados por 16 empresas vencedoras dentre as 27 que participaram do leilão, com a arrecadação de R\$ 468 milhões em bônus de assinatura e comprometimento médio com conteúdo local de 42% em exploração e 48% em desenvolvimento. Segundo a ANP, a escolha dos blocos para segunda rodada buscou acelerar a exploração, facilitar a transferência tecnológica, de conhecimento e boas práticas da indústria, além de promover um desenvolvimento eficiente, competitivo e dinâmico do setor e, ainda, a rodada consolidou a entrada de novos agentes, principalmente empresas de médio porte ou independentes na atividade exploratória, a exemplo das cinco empresas brasileiras que se

tornaram concessionárias. Segundo a ANP (2015b), foram lançados na segunda rodada, uma série de incentivos à participação de pequenas empresas, tais como redução de taxas de participação referente às bacias maduras, exigência de um capital mínimo diferenciado e a não obrigatoriedade de investimentos no primeiro ano de concessão. A principal diferença com relação à primeira rodada, foi a maior variedade de tipos de áreas ofertadas no leilão (ANP, 2015b).

Anunciada no dia 19 de outubro de 2000 e realizada nos dias 19 e 20 de junho de 2001, a terceira rodada de licitações seguiu, segundo a ANP, pela mesma estratégia adotada na segunda rodada de oferta de uma maior quantidade de blocos menores oferecendo oportunidades a empresas de variados portes e perfis. Foram ofertados 53 blocos, dos quais 10 em terra e 43 em mar, situados em 12 bacias sedimentares. Destes blocos, 34 foram arrematados por 22 das 26 empresas participantes, totalizando uma arrecadação de R\$ 597,54 milhões em bônus de assinatura e o comprometimento médio com conteúdo local de 28% e 40%, respectivamente, para as fases de exploração e de desenvolvimento. A terceira rodada, segundo a ANP, também obteve algumas inovações no sentido de estímulo à participação de empresas de pequeno porte, tais como a oferta de blocos menores em função de dados sísmicos mais eficazes, a redução da necessidade de poços na terceira fase exploratória para 2 anos, e confirmou a possibilidade de devolução da área caso, após um ano, julgue-se insatisfatórias as condições de exploração (ANP, 2015b).

Exatamente um ano após a realização da terceira rodada, realizou-se nos dias 19 e 20 de junho de 2002 a quarta rodada de licitações que havia sido anunciada no final de 2001. A quarta rodada ofereceu 54 blocos em 18 diferentes bacias sedimentares, dos quais 21 blocos foram arrematados por 14 das 17 empresas ofertantes. Com um total arrecadado de R\$ 92,38 milhões em bônus de assinatura e um compromisso de 39% e 54% para aquisição de conteúdo local nas atividades de exploração e produção, respectivamente, o saldo da quarta rodada foi considerado pela ANP como “extremamente positivo” uma vez que, apesar da conjuntura internacional desfavorável, obteve-se 14 empresas vencedoras, dentre as quais 5 não exerciam na época nenhuma atividade no Brasil. Apesar da repetição na quarta rodada da estratégia de atração de empresas dos mais variados perfis, através da diversificação das áreas ofertadas, observou-se uma redução da quantidade de empresas interessadas e participantes, o que a ANP atribuiu às fusões e incorporações entre empresas do setor, além do comprometimento exploratório das empresas já instauradas na IBP (ANP, 2015b).

Após a quarta rodada de licitações foram promulgadas pelo CNPE uma série de 19 resoluções referentes à organização das licitações de petróleo e gás, à exemplo da primeira

delas, a Resolução nº8 de 2003, que estabeleceu como política nacional A expansão da produção de forma a garantir a autossuficiência do mercado brasileiro, bem como a intensificação exploratória para tal. Segundo a ANP (2015b), o documento determinava que:

“(...) a ANP elaborasse os processos licitatórios e os contratos de concessões com base em seis diretrizes: fixar percentual mínimo de conteúdo local a ser contratado pelas empresas concessionárias (...); oferecer modelo de delimitação de blocos que permita ao licitante flexibilidade de escolha; fixar critérios, no processo de julgamento de propostas, que estimulem investimentos em conhecimentos geológicos das bacias exploradas; incluir áreas em bacias de fronteira tecnológica, na margem continental de forma a atrair investimentos nessas áreas, elevando o conhecimento geológico disponível; incluir áreas produtoras em bacias maduras – com baixo risco exploratório – para incentivar a participação de pequenas e médias empresas no mercado; e, na seleção de áreas para licitação, efetuar eventuais exclusões em função de restrições ambientais, sustentadas em manifestação conjunta da ANP com órgãos ambientais de âmbito federal e estadual.” (ANP, 2015b)

Entre 2003 e 2008, as 6 rodadas de licitações realizadas lograram uma arrecadação de R\$ 4 bilhões em bônus de assinatura, R\$ 59,6 bilhões em royalties e R\$ 53,4 bilhões em participação especial, o que reflete a eficácia das diretrizes do CNPE no sentido de constante aperfeiçoamento dos processos licitatórios, assim como da manutenção das atividades de E&P. Ao fim deste período, o setor contava já com a participação de 78 empresas, sendo 40 empresas de origem estrangeira e as demais 38, empresas nacionais (ANP, 2015b)

Já para a quinta rodada de licitações para concessão do direito de exploração e produção de petróleo, contou com algumas modificações e foram introduzidas novas exigências às empresas ofertantes. Dessas mudanças, pode-se destacar como principais a introdução de um percentual mínimo elevando as exigências quanto à aquisição de conteúdo local e a introdução do programa exploratório mínimo com os quais as empresas passariam a se comprometer e teriam de cumprir (MORAIS, 2015), estas passando a ser agora definidas pelas próprias empresas, o que antes era definido pela ANP. A quinta rodada foi a primeira a adotar o novo modelo de áreas oferecidas, com a divisão das bacias em setores, os quais foram subdivididos em blocos menores, proporcionando a participação de empresas de diferentes portes e uma elevação do compromisso exploratórios das empresas, assim como da arrecadação governamental (ANP, 2015b). A rodada realizada nos dias 19 e 20 de agosto de 2003, ofertou 908 blocos dos quais 101 foram arrematados por 6 empresas, arrecadando um total de R\$ 27,45 milhões em bônus de assinatura. O conteúdo local médio exigido foi elevado com a introdução de um percentual mínimo, atingindo 79% e 84% nas atividades de exploração e desenvolvimento, respectivamente. Quanto ao programa exploratório mínimo, 21.951 unidades de trabalho foram

oferecidas, o que segundo a ANP, permite estimar investimentos mínimos superiores a R\$ 350 milhões na fase de exploração.

Já nos dias 17 e 18 de agosto de 2004 foi realizada a sexta rodada de licitações de blocos sob regime de concessão, na qual optou-se pela oferta de áreas com elevado potencial para petróleo, como bacias maduras e áreas de novas fronteiras tecnológicas, com o objetivo de continuar o estímulo a participação de empresas de todos os perfis e a manutenção das atividades exploratórias nessas áreas (ANP, 2015b). Resultou na concessão de 154 blocos a 19 das 21 empresas ofertantes, totalizando a arrecadação de R\$ 665,2 milhões em bônus de assinatura e um compromisso médio com aquisição de conteúdo local de 86 e 89% para as atividades de exploração e produção respectivamente e, ainda, compromissos relativos ao PEM totalizando 131.000 unidades de trabalho, gerando a estimativa de investimentos mínimos de R\$ 2.000 milhões em exploração.

A sétima rodada de licitações aconteceu nos dias 17, 18 e 19 de outubro de 2005 e nestes dias foram ofertados 1.134 blocos com risco exploratório e 17 áreas inativas com acumulações marginais, sendo arrematados 251 dos blocos com risco ofertados e 16 das 17 áreas com acumulações marginais. A sétima rodada arrecadou R\$ 1.084,70 milhões em bônus de assinatura e obteve um compromisso com conteúdo local na média de 74% para exploração e 81% para desenvolvimento da produção. Ainda, segundo a ANP, a rodada contou com um PEM de 162.591 unidades de trabalho o que totalizaria um investimento mínimo de R\$ 1.697,96 milhões em exploração. Nessa rodada, a ANP optou pela inclusão na oferta de áreas com elevado potencial de descoberta também para petróleo, mas, principalmente, para gás natural, visando a recomposição das reservas frente à demanda crescente no país (ANP, 2015b).

A oitava rodada de licitações que se encontrava programada para acontecer nos dias 28 e 29 de novembro de 2006, acabou por ser cancelada enquanto estava em andamento, através de uma liminar judicial. Segundo Moraes (2015), o motivo da liminar teria sido a argumentação de que o edital da rodada não permitia que uma empresa arrematasse mais de 50% dos campos concedidos, e com isso buscava-se reduzir a participação da Petrobras e aumentar os investimentos em exploração pelas demais empresas (MORAIS, 2015). A estimativa da ANP era extremamente otimista para o sucesso dos objetivos de ampliação de reservas para redução da dependência externa de gás natural, assim como da manutenção da autossuficiência na produção de petróleo (ANP, 2015b). De fato, a oitava rodada nunca foi concluída e, em fevereiro de 2013, a Diretoria Colegiada da ANP tomou as medidas necessárias para efetivar o cancelamento da rodada e ressarcir os investimentos que já houvessem sido realizados.

Em 27 de novembro de 2007 foi concluída a nona rodada de licitações pela qual foram ofertados 271 blocos de 14 diferentes setores. Nessa rodada, segundo a ANP (2015b) e Moraes (2015), após serem anunciadas as descobertas no pré-sal, em novembro de 2017, o governo, através da resolução nº 06 do CNPE, retirou da nona rodada 41 blocos que nela seriam ofertados a apenas 19 dias antes do leilão. Também devido à descoberta do pré-sal e às discussões quanto às novas diretrizes regulatórias a serem utilizadas para tal região, não houveram rodadas de licitações entre 2009 e 2012. Ainda assim, na nona rodada, observou-se um recorde da arrecadação do bônus de assinatura numa importância de R\$ 2.101,90 milhões e a redução do compromisso médio com conteúdo local para 69% e 77% para as atividades de exploração e produção, respectivamente. 158.036 unidades de trabalho foi o compromisso estabelecido com o PEM, o que pode ser estimado, segundo a ANP em R\$ 1.333,18 milhões em investimento mínimo.

Na décima rodada, que foi realizada no dia 18 de dezembro de 2008, pôde-se contar com a oferta de 130 blocos em 8 áreas de 7 bacias sedimentares distintas. Segundo a ANP, 32 blocos deixaram de ser incluídos na rodada por razões técnico-ambientais. De acordo com ANP (2015b):

“A décima rodada de modo distinto das nove anteriores, que licitavam grande fatia de áreas marítimas, incluiu exclusivamente áreas terrestres. Com isso, o CNPE visava promover o conhecimento das bacias sedimentares, desenvolver a pequena indústria petrolífera, fixar empresas nacionais e estrangeiras no País, dando continuidade à demanda por bens e serviços locais, à geração de empregos e à distribuição de renda.”
(ANP, 2015b)

Ainda, na décima rodada de licitação foram arrematados 54 dos 130 blocos ofertados por 17 das 23 empresas ofertantes, arrecadando um total de R\$ 80,2 milhões com bônus de assinatura. Quanto ao compromisso médio com conteúdo local estiveram em 79% e 84%, respectivamente, para as etapas de exploração e produção. O comprometimento com o PEM obtido na rodada em questão ficou em 100.101 unidades de trabalho, o que leva a uma estimativa do investimento mínimo em exploração de R\$ 553,94 milhões.

As Resoluções nº 03/2012 e 02/2013 do CNPE autorizaram a realização da décima primeira rodada de licitações que ocorreu no dia 14 de maio de 2013, após 5 anos de paralização dos leilões. Segundo ANP (2015b), uma série de estudos previamente realizados pela ANP, revelavam um grande potencial exploratório das áreas escolhidas para a rodada, que teve como foco a Margem Equatorial Brasileira e contribuiu para um número de empresas interessadas jamais observado nas rodadas anteriores. Ao todo, foram ofertados 289 blocos com risco

exploratório em 23 setores de 11 bacias sedimentares brasileiras. A rodada atraiu o interesse de 71 empresas das quais 64 foram habilitadas e 30 saíram vitoriosas. Foram arrematados no total 142 blocos de 22 setores das 11 bacias oferecidas. O bônus de assinatura arrecadado foi da importância de R\$ 2,48 bilhões, o que configurou um novo recorde e, ANP (2015b) destaca o bônus oferecido na rodada pelo consórcio entre a Total E&P (40%), a Petrobras (30%) e a BP (30%), que sozinho totalizou R\$ 344,9 milhões, configurando maior bônus oferecido em todas as rodadas até então. Quanto ao compromisso com o investimento mínimo pelas empresas, o total ficou em 400.088 unidade de trabalho, ou R\$ 5.799,69 milhões. Ainda sobre a décima primeira rodada, Moraes (2015) afirma que a decisão dos blocos ofertados buscou promover a participação das pequenas e médias empresas petroleiras e a rodada teria tido, segundo ele, um efeito de “redistribuição dos blocos exploratórios, com maior participação dos blocos localizados no Norte, no Nordeste e no interior do país” (MORAIS, 2015)

Já a Resolução nº 06/2013 veio a autorizar a realização da décima segunda rodada cujas ofertas foram anunciadas publicamente no dia 28 de novembro de 2013, ofertando 240 blocos com risco exploratório em 13 setores de 7 diferentes bacias sedimentares. 26 sociedades empresariais demonstraram interesse e, dessas, 25 pagaram a taxa de participação que totalizou R\$ 2,8 milhões. Foram arrematados 72 dos 240 blocos ofertados, o que totalizou um bônus de assinatura de R\$ 165,2 milhões e estabelecido um PEM de 129.761 unidades de trabalho, o que corresponde ao nível de investimento mínimo de R\$ 503,5 milhões, além de ter-se estabelecido os compromissos de aquisição mínima de conteúdo nacional de 72, 61% na fase de exploração e 84,47% na etapa de desenvolvimento. Segundo Moraes (2015), parte dos blocos ofertados na rodada encontravam-se localizados em bacias de novas fronteiras tecnológicas ou de conhecimento, atraindo investimentos para regiões de geologia desconhecida e o mapeamento de bacias ainda muito pouco exploradas. Os demais blocos encontravam-se nas bacias maduras. Ainda, segundo Moraes (2015), a rodada buscou aumentar a participação de empresas de pequeno e médio portes nas atividades de E&P, política essa em acordo com o estabelecido no art. 64 da lei de partilha de produção (MORAIS, 2015). De acordo com a ANP, foi providenciada pela mesma, em 15 de maio, 6 de junho e 26 de setembro de 2014, a assinatura de 62 contratos relativos à décima segunda rodada, o que totalizou um bônus de assinatura de R\$ 154,3 milhões e o compromisso de investimentos na ordem de R\$ 388,5 milhões.

Em 03 de junho de 2015 foi promulgada a Resolução nº 01/2015 da CNPE que autorizou a realização da décima terceira rodada de licitações para concessão de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural. Essa rodada foi dividida em duas etapas, dentre as quais na primeira foram ofertados 266 blocos exploratórios em 10 diferentes bacias sedimentares, sendo

184 desses blocos em terra, e os 82 restantes em mar. Na segunda etapa, foram oferecidas áreas inativas com acumulações marginais. A rodada teve como resultado o arremate de 37 blocos que totalizaram um bônus de assinatura de pouco mais de R\$ 121 milhões, além de um compromisso exploratório superior a R\$ 216 milhões.

Já a décima quarta e a décima quinta rodada, ambas realizadas em 2017, demonstram um salto no que diz respeito aos totais ofertados de bônus de assinatura, respectivamente R\$ 3,842 bilhões e R\$ 8,014 bilhões, muito embora o total arrecadado na décima quinta rodada ainda não tenha sido divulgado pela ANP. Ainda e talvez justificando o resultado dos investimentos, pôde-se observar nessas rodadas uma reorientação quanto à política de aquisição de conteúdo local nessas rodadas, segundo a qual foram estabelecidos os compromissos médios de 39% em exploração e 43% no desenvolvimento da produção para ambas. O PEM após a assinatura da décima quarta rodada foi de 13.786 unidades de trabalho, o que permite estimar um investimento na ordem de R\$ 845,63 milhões. Os mesmos dados para a décima quinta rodada não se encontram disponíveis na data conclusiva do presente trabalho.

3.2. RODADAS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

A primeira rodada de licitações sob o regime de partilha de produção, que contempla os blocos inexplorados na região do pré-sal e outras áreas consideradas estratégicas, foi realizada em 21 de outubro de 2013, através da qual foi ofertado o bloco de Libra que, segundo Morais (2015), seria “o maior prospecto de petróleo já descoberto no país, localizado na Bacia de Santos, com reservas estimadas entre 8 e 12 bilhões de barris de petróleo e gás.” O consórcio que arrematou o bloco era composto por cinco empresas: a Petrobras, detentora de 40% de participação no consórcio; a Shell, com 20%; Total AS, também com 20%; a China National Petroleum Corporation (CNPC), com 10% e; a China National Offshore Oil Corporation (CNOOC, também com 10% (MORAIS, 2015).

A rodada inaugural obteve o bônus de assinatura de R\$ 15 bilhões e o excedente em óleo da União foi de 41,65%, que se refere ao percentual da produção a ser pago ao governo aos preços de referência entre US\$ 100,01/b e US\$ 120,00/b de petróleo tipo Brent, e compreende uma produção diária entre 10 mil e 12 mil barris. Caberá ao consórcio o cumprimento dos percentuais mínimos de aquisição de conteúdo local para as fases de exploração, desenvolvimento com operações iniciando até 2021 e desenvolvimento com produção iniciada a partir de 2022 de, respectivamente, 37%, 55% e 59%, além de cumprir com as exigências do PEM, conforme definidas por Morais (2015) como sendo as principais:

“(…)reprocessamento sísmico de toda área do bloco e a aquisição de novo mapeamento sísmico 3D, em 2015-2016, para subsidiar o desenvolvimento da produção; a perfuração de 2 poços exploratórios no 2º semestre de 2014, e término previsto para o 1º semestre de 2015, para a aquisição de informações sobre o reservatório e a realização de testes para a etapa de desenvolvimento da produção, e estudos para uma nova aquisição sísmica com o uso de tecnologia de ponta e a realização do teste de longa duração , previsto para o final de 2016.” (MORAIS, 2015)

O consórcio vencedor deve, também, destinar recursos para pesquisa, desenvolvimento e inovação em áreas de interesse para o setor em valor equivalente ao mínimo de 1% do valor bruto da produção anual de óleo e gás (MORAIS, 2015).

A segunda rodada de licitação de partilha de produção, bem como a terceira rodada, ofereceu blocos em bacias com elevado potencial, buscando a reposição e ampliação das reservas, assim como do nível de produção de forma a atender e acompanhar o nível crescente da demanda interna. Na segunda rodada, foram arrematados 3 dos 4 blocos ofertados, alcançando um bônus de assinatura de R\$ 3.3 bilhões e um excedente em óleo de 52,88%, que em muito ultrapassou o mínimo definido para a rodada de 14,65%. O conteúdo local médio definido na segunda rodada foi de 40,8% na etapa de exploração e 46,3% na etapa de desenvolvimento, enquanto o programa exploratório mínimo da rodada ficou em R\$ 304 milhões.

Já a terceira rodada, muito similar à segunda, tanto pelo lado de seus objetivos, quanto por seus resultados e tendo, também como a segunda, sido realizada em 2017, contou com a similar oferta de 4 blocos tendo 3 deles sido arrematados, totalizando a quantia de R\$ 2,85 bilhões em bônus e um excedente em óleo para a União de 58,56%, também muito superior ao excedente mínimo da rodada de 19,38%. Já o conteúdo local médio para a terceira rodada sofreu uma redução com relação à segunda, ficando em 18% na etapa exploratória e 30% na fase de desenvolvimento, alteração que pode ter sido crucial para fazer frente ao cenário negativo da indústria e incentivar a adesão, uma vez que o número de empresas interessadas saltou de 11 para 15 na terceira rodada. O PEM arrematado na rodada ficou em R\$ 456 milhões, também superior à rodada anterior.

A quarta e última rodada de licitações em partilha de produção que aqui será analisada, realizada no dia 7 de junho de 2018, gerou uma arrecadação de R\$ 3,15 bilhões em bônus de assinatura no arremate de 3 dos 4 blocos ofertados, assim como nas rodadas 2 e 3, e um compromisso de investimento com o PEM de R\$ 738 milhões superando o observado nas outras rodadas do regime de partilha. O compromisso com aquisição de conteúdo local na quarta rodada reproduziu o observado na terceira, num patamar reduzido de 18% e 30% para as etapas

de exploração e de desenvolvimento da produção, respectivamente, e a rodada obteve um ágio médio do excedente em óleo de 202,3%.

Para a exploração e produção nas áreas do pré-sal, foi adotada uma estratégia de elevar a participação pública nos resultados das atividades de pesquisa e lavra do pré-sal, além de um maior controle sobre essas atividades e, para tal, foram desenvolvidas diretrizes de forma a garantir à Petrobras maior acesso aos reservatórios e maior participação nas atividades. Foi decretada a participação obrigatória mínima da Petrobras de 30% nos consórcios vencedores, atuando como operadora em todo e qualquer campo licitado através do regime de partilha. Além disso, a Lei nº 12.276/2010 “autorizou a união a ceder onerosamente à Petrobras os direitos de exploração e produção de sete áreas do pré-sal, no montante máximo de produção de 5 bilhões de barris equivalente de petróleo (boe).” (MORAIS, 2015). Tal contrato, que ficou conhecido como contrato de Cessão Onerosa foi assinado em setembro de 2010 e, em contrapartida dessa cessão, a Petrobras deveria pagar à União um montante de R\$\$ 74,8 bilhões os quais, segundo a Lei nº 12.276/2010 deveria ser realizado prioritariamente em títulos da dívida pública mobiliária federal, o que ocorreu via operação de capitalização, com a transferência de ações da companhia, na maior operação de capitalização já observada no mundo, elevando a participação do estado brasileiro na Petrobras de 39% a quase 50%, logrando um maior controle da atividade pela União, além de ser detentora de parte da produção (MORAIS, 2015; ANP; 2015)

3.3. DETERMINANTES E A EVOLUÇÃO DA ATRATIVIDADE

Esta seção tratará, enfim, da questão da atratividade do *upstream*, a fim de entender de que forma esta evoluiu ao longo de todo período contemplado no trabalho. Para tal, buscar-se-á analisar os potenciais elementos capazes de gerar impactos na atratividade, através da análise das informações divulgadas pela ANP sobre as diversas rodadas de licitação. Ao se tratar do problema da atratividade, busca-se entender a propensão dos agentes a empregarem recursos em um determinado empreendimento ou ativo, de forma a obterem receitas ou vantagens futuras, ou seja, o grau de atratividade refere-se ao quão dispostos os agentes estão a investirem recursos em um dado empreendimento, em detrimento de todas as outras oportunidades disponíveis.

Ao se analisar os detalhes que permearam as primeiras 15 rodadas de licitações realizadas pela ANP sob regime de concessão, bem como das 4 primeiras rodadas realizadas sob o regime de partilha de produção, nota-se que, por tratar-se, o *upstream* petrolífero brasileiro, de um conjunto de atividades que englobam um elevado número de agentes com características

bastante divergentes entre si, além de as diferentes rodadas contarem com um grande número de elementos que diferem umas das outras, bem como a extensão e a diversidade do território brasileiro e de seus reservatórios, uma análise muito mais detalhada, se faria necessária para entender o que de fato gera impactos quanto às decisões sobre o investimento no setor e que magnitude isso ocorre.

No entanto, ao se utilizar como uma proxy do nível de investimentos para as áreas ofertadas nas diferentes rodadas, elementos como o bônus de assinatura arrecadado, o programa exploratório mínimo, os números de empresas participantes e o ágio do excedente em óleo, pode-se analisar de que forma tais variáveis respondem a alguns estímulos, como variações de fatores levantados neste trabalho como potenciais determinantes do nível de atratividade.

Tabela 3.1 – Participantes, PEM, Bônus e Excedente em Óleo

Rodadas de Licitação	Empresas que pagaram a taxa de participação	PEM (milhões R\$) após assinatura	% PEM Ofertado x Arrematado	Bônus de assinatura arrecadado (milhões R\$)	Exced. Óleo Ofertado (%)	Ágio Exced. Óleo (%)	
Rodada 1	1999	42	N.A.	-	321,66	-	-
Rodada 2	2000	48	N.A.	-	468,26	-	-
Rodada 3	2001	44	N.A.	-	594,94	-	-
Rodada 4	2002	33	N.A.	-	92,38	-	-
Rodada 5	2003	14	363,5	100%	27,45	-	-
Rodada 6	2004	27	2.046,78	100%	665,2	-	-
Rodada 7 ¹	2005	45	1.697,96	94%	1.084,70	-	-
Rodada 9	2007	66	1.333,18	97%	2.101,90	-	-
Rodada 10	2008	43	553,94	91%	80,2	-	-
Rodada 11	2013	68	5.799,86	84%	2.480,17	-	-
Rodada 12 ²	2013	25	388,46	77%	154,29	-	-
Rodada 13 ³	2015	38	214,92	99%	121,03	-	-
Rodada 14	2017	33	845,63	100%	3.842,78	-	-
Rodada 15	2017	20	*	-	*	-	-
Partilha 1	2013	11	610,9	100%	15000	42%	0%
Partilha 2	2017	10	304	100%	3400	53%	261%
Partilha 3	2017	15	456	75%	4350	59%	202%
Partilha 4	2018	16	738	75%	3200	47%	202%

Fonte: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/resultados>

Quanto ao investimento comprometido com o Programa Exploratório Mínimo (PEM), este se refere à uma quantia ofertada juntamente com o bônus de assinatura, como critério de decisão, nos leilões realizados a partir da 5ª rodada, uma vez que até então o compromisso com

o PEM era definido no edital de licitação. A função do PEM é funcionar como um pagamento de garantia de que a empresa cumprirá com o programa exploratório mínimo para cada etapa da fase exploratória.

Nesse sentido, a análise combinada das características dos blocos ofertados nas diversas rodadas, conforme observado nas seções 3.1. e 3.2., com os índices observados na tabela 3.7 permite observar que ao considerar a capacidade de o risco geológico impactar negativamente a atratividade de um determinado reservatório, isto parece se confirmar à medida que as rodadas que realizaram ofertas de áreas de menor risco exploratório obtiveram elevado número de empresas participantes, bem como elevada quantia arrecadada em bônus de assinatura.

A 6ª rodada de concessão, ilustra e exemplifica essa relação, uma vez que a oferta de campos maduros, que detém menor risco exploratório, pareceu ocasionar um incremento da atratividade, já que quase dobrou o número de empresas participantes, o bônus de assinatura foi em torno de 25 vezes maior e os investimentos comprometidos com o PEM que chegaram a quintuplicar, com relação à rodada anterior, que ainda possuía uma inferior exigência em conteúdo local. A mesma observação pode ser realizada na 7ª rodada, que ofertou áreas com acumulações marginais, com também reduzido risco exploratório, que somada à oferta de áreas com potencial para gás natural, de forma a atender à crescente demanda por este, e a uma menor exigência em conteúdo local, em muito ultrapassou a 6ª rodada quanto ao número de empresas participantes e os totais de bônus de assinatura observados na rodada, tendo estes praticamente dobrado, apesar de que tais crescimentos, conforme observou-se até a 9ª rodada, estivessem acompanhando, também, a curva ascendente de preços, outro importante fator, porém que altera a atratividade da indústria como um todo.

No entanto, na 10ª rodada, realizada em dezembro de 2008 após acentuada queda dos preços do petróleo e instauração da crise financeira internacional, a oferta de blocos terrestres, contou com o interesse de um número ainda significativo de 43 empresas participantes, muito embora a arrecadação com o bônus de R\$ 80,2 milhões não tenha sido tão elevada, evidenciando a participação de pequenas e médias empresas, refletindo o fato de que os blocos terrestres, por sua vez possuem menores custos comparados aos blocos em mar, assim como um risco exploratório também inferior. Em 2013, porém, na 11ª rodada, diversos fatores colaboraram para os excelentes resultados da rodada, inclusive com uma arrecadação recorde com bônus de assinatura ultrapassando a casa de R\$ 2 bilhões. Entre eles, um elevado potencial exploratório evidenciado por uma série de estudos realizados pela ANP, mais uma vez elencando baixo risco exploratório a elevados investimentos. Já a 12ª rodada, ainda em 2013, enquanto o preço do petróleo ainda não havia despencado, obteve resultados não tão satisfatórios quanto aos da

rodada anterior, tendo o número de empresas participantes reduzido a menos da metade e o comprometimento com o PEM e os bônus de assinatura sofrido, ambos, uma queda a menos de 10% em relação aos resultados anteriores e o isto pode ser atribuído, tanto ao aumento das exigências em conteúdo local em 9% e 10%, respectivamente, para exploração e desenvolvimento, quanto à oferta de áreas de novas fronteiras tecnológicas e de conhecimento, representando elevado risco geológico.

Conforme observado anteriormente nesta seção, outro forte potencial determinante da atratividade o nível médio de exigências com conteúdo local, o qual parece apresentar um comportamento inverso aos níveis de participação e ofertas o que pode ser evidenciado entre a 3ª e a 5ª rodadas de concessão em que o salto das exigências médias em conteúdo local, de 28% e 40% para 79% e 86%, pode ser observado acompanhando a queda no número de participantes, de 44 para 14 empresas, e do bônus de assinatura, de R\$ 595 milhões para R\$ 27,5 milhões. Na 11ª rodada, também, a observância de um conteúdo local médio quase 20% aquém da rodada anterior, assim como 10% aquém da rodada seguinte, acompanha os históricos índices de 68 empresas participantes, R\$ 5,8 bilhões comprometidos com o PEM e R\$ 2,5 bilhões arrecadados com o bônus de assinatura. Ainda, como principal e mais recente exemplo, na 14ª e na 15ª rodada, nas quais uma brusca redução nas exigências médias de conteúdo local, de 73% e 80% para 39% e 43%, acompanham uma incrível alavancada dos bônus de assinatura, que atingiu o nível recorde de R\$ 3,8 bilhões na 14ª rodada. Por fim, nas rodadas de licitações 3 e 4 do regime de partilha, observa-se uma redução média de 20% nas exigências de conteúdo local o que, por se tratar a região do pré-sal de uma área cuja exploração e produção demandam equipamentos de elevado grau tecnológico, tal estratégia pode ser considerada eficaz, uma vez que os leilões obtiveram significativos resultados, inclusive registrando ágio do excedente em óleo de 202% para ambas as rodadas, apesar do momento recessivo e desencorajador para investimentos numa região de elevados custos.

Tabela 3.2 – Conteúdo Local Médio (%)

Rodadas de Licitações de Concessão	Ano	Conteúdo local médio – etapa de exploração	Conteúdo local médio – etapa de desenvolvimento
Rodada 1	1999	25%	27%
Rodada 2	2000	42%	48%
Rodada 3	2001	28%	40%
Rodada 4	2002	39%	54%
Rodada 5	2003	79%	86%
Rodada 6	2004	86%	89%
Rodada 7	2005	74%	81%
Rodada 9	2007	69%	77%
Rodada 10	2008	79%	84%
Rodada 11	2013	62%	76%
Rodada 12	2013	73%	84%
Rodada 13	2015	73%	80%
Rodada 14	2017	39%	43%
Rodada 15	2017	39%	43%
Partilha 1	2013	37%	55%
Partilha 2	2017	41%	46%
Partilha 3	2017	18%	30%
Partilha 4	2018	18%	30%

Fonte: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/resultados>

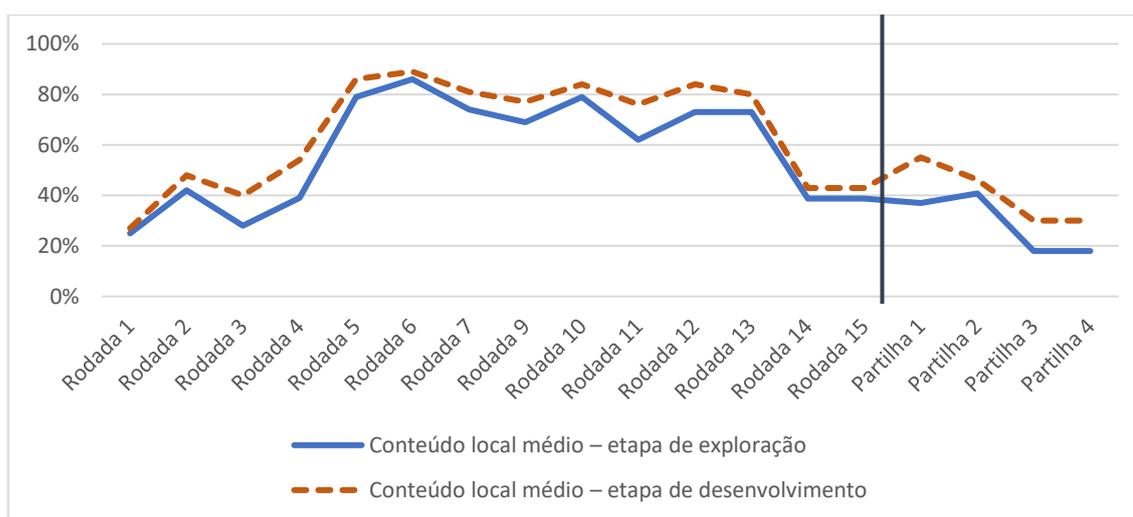
Quanto ao risco institucional, este pode também ser considerado como sendo o risco regulatório, uma vez que no caso brasileiro, o fato do órgão regulador ser uma autarquia do Ministério de Minas e Energia, de forma que o risco regulatório caminhe lado-a-lado com o risco político, observa-se no Brasil, conforme visto anteriormente, a realização dos leilões tanto através do regime de concessão quanto ao regime de partilha de produção. Sendo que este último, por vezes, pode ser considerado pouco encorajador ao investimento das empresas, uma vez o produto da lavra não pertence à empresa contratada e sim à empresa estatal que, obrigatoriamente é a operadora nesse tipo de empreendimento.

No entanto, observa-se claramente que o regime de partilha de produção não afeta negativamente a participação das empresas nas diversas rodadas realizadas para a região do pré-sal, bem como à arrecadação com bônus de assinatura, apresentando ainda, parcelas cada vez mais elevadas do excedente em óleo ao governo. Em parte, tal resultado pode ser atribuído aos reduzidos riscos exploratórios característicos de jazidas do pré-sal, ainda que por se tratar de uma região de elevado custo exploratório, sua rentabilidade seja altamente dependente dos preços do petróleo.

De fato, diante da observação da evolução dos elementos anteriormente definidos como potenciais determinantes do grau de atratividade ao investimento no setor petrolífero brasileiro, em especial às atividades de E&P, na qual a participação competitiva de empresas, através de leilões, regulamentada na Lei nº 9.478/97, pode-se concluir que, de acordo com as características dos blocos oferecidos nas diferentes rodadas, apresentaram risco geológico reduzido a 6ª, a 7ª, a 10ª e a 11ª rodadas de concessão e as 4 rodadas de partilha, tendo ocorrido respectivamente nos anos 2004, 2005, 2008, 2013, 2013, 2017, 2017, 2018.

Já a observação da evolução do conteúdo local médio, permite observar que estes dispararam entre a 4ª e a 5ª rodada em 2002, atingindo o ápice na 6ª, quando passou a variar dentro de uma banda entre 65% e 85%, rompendo um pouco para baixo em 2013 na 11ª rodada e despencando de vez na 13ª em 2015. Já no regime de partilha, os índices caíram pela metade da 2ª para a 3ª rodada em 2017.

Gráfico 3.1 – Evolução Conteúdo Local Médio (%)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponíveis em <http://rodadas.anp.gov.br/pt/resultados>

Dessa forma, pode-se então concluir que, levando-se em conta a evolução do risco geológico e das exigências de conteúdo local, e pressupondo que não houve no Brasil significativas flutuações do risco regulatório, se não uma entidade cada vez mais confiável, o nível de atratividade das atividades de E&P de petróleo no Brasil foi mais baixa na 5ª rodada no ano de 2003, a 12ª rodada em 2013 e a 13ª rodada em 2015. Da mesma forma, pode-se verificar um grau de atratividade mais elevado para a 11ª rodada em 2013, para o Campo de Libra na 1ª rodada de partilha em 2013 e as rodadas 2, 3 e 4 de partilha em 2017, 2017 e 2018, respectivamente. Analisando dessa forma, pode-se concluir que, não se levando em conta as

questões de mercado, o segmento do *upstream* no Brasil, converge, cada vez mais, para uma maior atratividade para investimentos no setor.

No que tange expectativas quanto às próximas rodadas e ao nível de investimento, a recente confirmação de ascensão dos preços, tende a corroborar para que não apenas as grandes empresas, já comprometidas com investimentos exploratórios de contratos vigentes, mas cada vez mais novas empresas busquem no Brasil um novo horizonte exploratório, principalmente com o advento de novas tecnologias que possam garantir melhores resultados exploratórios, bem como a redução de custos de exploração nas águas profundas brasileiras, de forma a suprimir a demanda dessa commodity reduzida substituíbilidade.

CONCLUSÃO

Com base nos elementos apresentados, analisados e discutidos nesta monografia, é possível concluir que a análise da evolução, dentro do período estudado no trabalho, dos elementos aqui levantados como potenciais determinantes do nível de atratividade dos segmentos de E&P no Brasil ao investimento, além do próprio investimento público interno, tende a acompanhar possíveis reflexos simultâneos na evolução de alguns elementos representativos do interesse e do investimento no setor.

A análise detalhada dos índices, bem como das características individuais das diferentes rodadas de licitações, tanto para o regime de concessão, como em partilha de produção, os números de empresas participantes, assim como os montantes arrecadados em bônus de assinatura e os comprometimentos com o programa exploratório mínimo, permitiram analisar que variações nos mesmos tendem a acompanhar: o nível de informações disponíveis sobre as áreas ofertadas; os preços internacionais do petróleo; inversamente o nível médio de conteúdo local exigido; e o nível de estabilidade e confiança construído pela ANP ao longo de todo o período desde a sua criação.

Com base na análise realizada no terceiro capítulo, pode-se concluir o risco geológico dos reservatórios ofertados, assim como as exigências em conteúdo local, são os determinantes mais voláteis no caso do *upstream* brasileiro, o que pode ser explicado pela extensão do país e pela diversidade natural capaz de conter diversos tipos de reservatórios, de diferentes estruturas geológicas, tanto em terra, quanto em mar. A análise realizada na seção 3.3 do último capítulo permitiu avaliar que os anos de maior atratividade foram 2013, 2017 e 2018.

Ademais, ao se analisar de que forma se estruturam as expectativas quanto ao investimento futuro nas atividades de E&P de petróleo no Brasil, ao se levar em conta os elementos neste trabalho apontados como determinantes do grau de atratividade, pode-se obter uma previsão otimista quanto a um horizonte de curto e médio prazos, uma vez que na data conclusiva do presente trabalho já pode se observar a continuidade de um movimento de alta dos preços internacionais iniciada em 2017. Ainda, a garantia de exploração através do programa exploratório mínimo, bem como os investimentos em tecnologia, corrobora para um conhecimento cada vez maior dos reservatórios e de suas estruturas geológicas, contribuindo para uma paulatina redução do risco exploratório em regiões semelhantes. A cada vez mais estruturada e tecnologicamente avançada indústria brasileira para fornecimento de bens e serviços ao setor petrolífero, contribui para que a exigência de conteúdo local mínimo se faça

cada vez menos um determinante negativo da atratividade, embora tenha-se observado exigências cada vez menores nesse sentido.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS

ALMEIDA. E. F; ARAUJO. L Atratividade do Upstream da Indústria de Petróleo e Gás Brasileiro. Boletim Infopetro. Análise de Conjuntura das Indústrias do Petróleo & Gás. Ano 4, n.7, p. 6-9. Julho 2013.

ALMEIDA. et al. Incentivos e Barreiras do Regime Tributário do Setor de Petróleo. 2016. 50 f. (Texto Para Discussão) - Cooperação e Pesquisa IBP – UFRJ

BLOOMBERG ENERGY. Crude Oil & Natural Gas. Disponível em <<https://www.bloomberg.com/energy>> Acesso em 04/10/2018

ANP. Boletim Anual de Preços 2012: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro.

ANP. Boletim Anual de Preços 2013: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro.

ANP. Boletim Anual de Preços 2014: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro.

ANP. Boletim Anual de Preços 2015: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro.

ANP. Boletim Anual de Preços 2016: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro.

ANP. Conteúdo Local. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/conteudo-local>> Acesso em 04/10/2018

ANP. Gestão de Contratos de EP. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p>> Acesso em 04/10/2018

ANP. Petróleo e Estado / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro: ANP, 2015.

ANP. Programa Exploratório Mínimo. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/orientacoes-aos-concessionarios/dados-e-programas-exploratorio-minimo-pem>> Acesso em 04/10/2018

ANP. Rodadas de Licitações de Petróleo e Gás Natural. Disponível em <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/>> Acesso em 04/10/2018

ASSUNÇÃO. M. V. D. O Estudo da Eficiência Ambiental dos Campos Onshore das Bacias Costeiras Brasileiras na Perspectiva da Água Produzida de Petróleo. 2018. 205 f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia do Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

BP Statistical Review of World Energy. Disponível em : <<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>> Acesso em 04/10/2018

BRASIL. Lei Nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

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.

CAMPOS. A. F. A Reestruturação da Indústria de Petróleo Sul Americana nos anos 90. 2005. 348 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) -Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE.

CANELAS. André. Investimentos em exploração e Produção Após a Abertura da Indústria Petrolífera no Brasil: Impactos Econômicos. 2004. 107 f. Monografia. (Bacharelado em Economia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia.

COIMBRA, V. A. M. Decisão sob incerteza na exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil: quantificando diferentes riscos e seu impacto sobre a atratividade de investimentos. 2013. 88 f. Dissertação (Mestrado em Economia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia.

CONSOLI. H. S. Avaliação da atratividade de projetos de E&P em águas profundas: uma análise comparativa entre os regimes de concessão e de partilha. 2015. 122 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia.

JOHNSTON, Daniel. International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Books. 1994.

MORAIS, José Moura. Petrobras: Uma História das Explorações de Petróleo em Águas Profundas e no Pré-Sal. 1 ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

PINTO JR, Helder Queiroz. et al. Economia da Energia, Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016

PINTO JR. Helder Queiroz; IOOTTY. Mariana; FERNANDES. Camila. O Mercado Internacional do Petróleo: preços altos significam maior volatilidade. 2006. 12 f. (Artigo)

PINTO. L. F. S. Risco Político e Indústria do Petróleo: As Companhias Nacionais de Petróleo como Variáveis. 2014. 185 f. Tese (Doutorado em Economia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia.

THOMAS. José Eduardo. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2 ed. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBAS, 2004.

TOLMASQUIM. Mauricio Tiomno. PINTO JR. Helder Queiroz. Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo. Rio de Janeiro: Synergia: EPE, 2011