

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

GÁS NÃO CONVENCIONAL NO BRASIL: CONDICIONANTES
DO DESENVOLVIMENTO E PROPOSTA DE MODELO DE
NEGÓCIOS

MANUELLA BESSADA LION

RIO DE JANEIRO

2015

GÁS NÃO CONVENCIONAL NO BRASIL: CONDICIONANTES DO DESENVOLVIMENTO E PROPOSTA DE MODELO DE NEGÓCIOS

MANUELLA BESSADA LION

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Economia.

ORIENTADOR: Prof. Dr. EDMAR LUIZ FAGUNDES DE ALMEIDA

COORIENTADOR: LUCIANO DIAS LOSEKANN

Rio de Janeiro

2015

FICHA CATALOGRÁFICA

L763 Lion, Manuella Bessada.

Gás não convencional no Brasil : condicionantes do desenvolvimento e proposta de modelo de negócios / Manuella Bessada Lion. – 2015.

138 f. ; 31 cm.

Orientador: Edmar Luiz Fagundes de Almeida.

Co-orientador: Luciano Dias Losekann.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia, 2015.

Bibliografia: f. 132-138.

1. Indústria de gás natural – Brasil. 2. Gás não convencional. 3. Modelos de negócios. I. Almeida, Edmar Luiz Fagundes de, orient. II. Losekann, Luciano Dias, co-orient. III. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Economia. IV. Título.

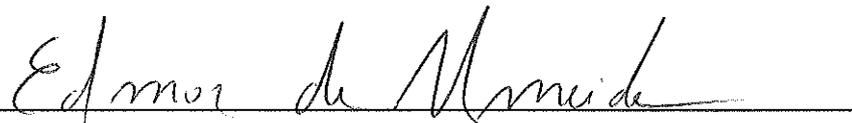
CDD 338.272850981

GÁS NÃO CONVENCIONAL NO BRASIL: CONDICIONANTES DO
DESENVOLVIMENTO E PROPOSTA DE MODELO DE NEGÓCIOS

MANUELLA BESSADA LION

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Economia.

BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. EDMAR LUIZ FAGUNDES DE ALMEIDA (IE/UFRJ)



Prof. Dr. LUCIANO DIAS LOSEKANN (UFF)



Prof. Dr. HEILDER QUEIROZ PINTO JUNIOR (IE/UFRJ)



Prof. Dr. LAVINIA ROCHA DE HOLLANDA (FGV Energia)

DEDICATÓRIA

Ao meu pai e à minha mãe (em memória), por estarem sempre presentes na minha vida, me guiando e me protegendo.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todos os meus amigos e à minha família que de alguma forma fizeram parte deste trabalho. Primeiramente, à tia Sheila e ao Mitch que me hospedaram nestes dois anos de mestrado, contribuindo com o ambiente confortável e propício ao estudo. À tia June e ao tio João, sempre me ajudando da melhor forma possível. A toda a família candanga, sempre de portas abertas para me receber, em especial à tia Monica, pelos altos papos e experiências trocadas, sempre me dando forças para seguir em frente. À tia Rose pela forte presença e confiança nos meus sonhos. Às minhas primas Giulia e Lisa, que mesmo distantes fisicamente sempre me deram todo o apoio, principalmente no início desta jornada.

Às minhas amigas, mesmo não estando tão juntas, foram fundamentais para que eu concluísse mais esta etapa! Difícil citar nomes aqui, mas não poderia deixar de mencionar as pétalas, Fokinha, Ju, Claire, Lu, Bru e Livia! Pelo nosso crescimento e nossas histórias por todos esses anos. À Ju Araújo, pelos almoços corridos e a compreensão pelas minhas muitas ausências nos finais de semana. À Jo, por me ajudar a entender economia de verdade, pelas nossas longas conversas e forte amizade. Maria, Sabrina, Carol e Rissa também sempre muito importantes na minha vida.

A todo o pessoal do mestrado, pelo companheirismo nos congressos e pelas longas discussões enriquecedoras. Ao Edmar Almeida e Luciano Losekann, pela disponibilidade e confiança no meu trabalho. Obrigada por todo o aprendizado e crescimento, não só profissional, mas também pessoal.

A todos os integrantes do Grupo de Economia da Energia da UFRJ (GEE/UFRJ), pelas trocas diárias e pela contribuição com meu crescimento acadêmico. À Jose, por toda a participação ao longo do mestrado, seja através das conversas corridas nos corredores seja através dos e-mails com questões importantes a serem resolvidas.

Ao Instituto de Economia da UFRJ, por contribuir com a minha formação acadêmica. Ao programa PRH21 da ANP, pelo apoio financeiro.

Aos meus amigos da FGV Energia, por fazerem meus dias mais produtivos, e ao mesmo tempo mais leves e alegres! Obrigada a todos! Sou muito grata a cada um de vocês.

RESUMO

LION, Manuella Bessada. Gás não convencional no Brasil: Condicionantes do desenvolvimento e proposta de modelo de negócios. Rio de Janeiro, 2015. Dissertação de Mestrado em Ciências Econômicas - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

Os Estados Unidos vivenciaram uma Revolução Energética nos anos 2000 proporcionada pelo *boom* dos recursos não convencionais. O aumento da produção de gás natural naquele país foi responsável por desencadear inúmeros benefícios em diferentes esferas da economia norte-americana, reduzindo a dependência internacional de petróleo e gás natural do país. O Brasil, por outro lado, ao mesmo tempo em que apresenta boas perspectivas de recursos tecnicamente recuperáveis de *shale gas*, importa aproximadamente metade do gás natural ofertado ao mercado doméstico, ficando vulnerável às condições de preço no ambiente internacional. Visto isso, esta dissertação tem como objetivo principal apresentar um Modelo de Negócios que melhor se adeque às condições econômicas e regulatórias brasileiras, em um desenvolvimento hipotético dos recursos não convencionais no Brasil. Para que seja possível alcançar este objetivo, é importante analisar os condicionantes do desenvolvimento do gás não convencional nos Estados Unidos, e o ambiente regulatório e econômico da indústria de gás brasileira, essencial para a caracterização do modelo a ser desenvolvido nesta dissertação. A constatação de que os condicionantes presentes na indústria norte-americana não se repetem no Brasil explica a importância do desenvolvimento de um Modelo de Negócios específico e particular que acompanhe as características da indústria brasileira de gás natural. O estudo é feito a partir de um fluxo de caixa descontado, com o intuito de se medir a atratividade em termos de retornos econômicos através da Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL). Foi estruturado um caso base, em que os inputs do modelo se aproximam da realidade brasileira. Os resultados mostram que os projetos encontram-se no limiar da atratividade econômica (TIR igual a 12,26% contra uma taxa de desconto de 10%), sugerindo importantes mudanças ao ambiente de negócios brasileiro. Sabendo-se que ainda existem inúmeras incertezas geológicas, regulatórias e econômicas no país, o Modelo desenvolve uma análise de sensibilidade, em que, através de cenários, é possível identificar quais variáveis mais impactam a atratividade dos projetos do *upstream*. O estudo de sensibilidade mostra que a forma de contratação das termelétricas, pelo sistema elétrico brasileiro, afeta significativamente a atratividade do *upstream*. A partir da interpretação dos resultados do modelo, é possível concluir a dissertação com um conjunto de medidas que seriam factíveis no atual contexto da indústria brasileira de gás natural, e que poderiam trazer maior rentabilidade para os projetos de E&P de gás não convencional no país.

Palavras-chave: Modelo de negócios, gás não convencional, condicionantes da revolução energética, indústria de gás natural brasileira.

ABSTRACT

LION, Manuella Bessada. Gás não convencional no Brasil: Condicionantes do desenvolvimento e proposta de modelo de negócios. Rio de Janeiro, 2015. Dissertação de Mestrado em Ciências Econômicas - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

During the 2000's, the United States of America has experienced an "Energy Evolution" brought about by the boom of the "unconventional resources". The increased natural gas production was responsible for triggering numerous benefits in different sectors of the US economy, reducing its international dependence on oil and natural gas. Brazil, on the other hand, while it has good prospects for technically recoverable resources of shale gas, imports about half of the natural gas offered in the domestic market, becoming vulnerable to price conditions in the international environment. This work aims to discuss a business model best suited to Brazilian economic and regulatory framework by analyzing a hypothetical development of unconventional resources in Brazil. In order to achieve this goal, it is important to analyze the determinants of development of unconventional gas in the United States, and understand that the "energy revolution" goes beyond technological learning. After identifying the drivers of the gas industry in US, it is then studied the regulatory and economic environment of the Brazilian gas industry, essential for characterizing the model to be developed in this dissertation. The finding that the conditions present in the US industry are not repeated in Brazil, explains the importance of developing a model specific and particular to consider the characteristics of the Brazilian natural gas industry. The study is done from a discounted cash flow point of view, in order to measure the attractiveness of projects as proxies by the Internal Rate of Return (IRR) and Net Present Value (NPV). The model structures a baseline scenario, in which the inputs assume values more similar as possible from the Brazilian reality. The results suggest that the projects of developing unconventional resources in Brazil are in the threshold of economic attractiveness (IRR equal to 12,26%, for a 10% discounted rate), indicating for the importance of some regulatory and economic review of Brazilian business environment. Knowing that there are still numerous geological, regulatory and economic uncertainties in the country, a series of sensitivity analysis were performed, in which, through scenarios, one could identify which variables are more important for the attractiveness of upstream projects. The analysis shows that the way of hiring the thermal plants by the electric system is determinant for the project's economic feasibility. The interpretation of the model results, leads to a set of measures that are feasible in the current context of the Brazilian industry of natural gas, and that could bring greater profitability for E & P projects of unconventional gas in the country.

Keywords: business model, unconventional gas, conditionings of the energy revolution, Brazilian natural gas industry.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - A Geologia dos Recursos Não Convencionais	27
Figura 2 - Principais Bacias com Reservas de <i>Shale Gas</i> nos Estados Unidos.....	29
Figura 3 - Principais Bacias com Reservas de <i>Tight Gas</i> nos Estados Unidos	32
Figura 4 - Principais Bacias com Reservas de <i>Coalbed Methane</i> nos Estados Unidos.....	33
Figura 5 - Participação dos Recursos Não Convencionais na Produção Total de Gás dos Estados Unidos	34
Figura 6 - Condicionantes da Revolução Energética Norte-Americana.....	40
Figura 7 - Número de Poços Perfurados de Gás Natural nos Estados Unidos	55
Figura 8 - Número de Poços Produtores de Gás Natural nos Estados Unidos	56
Figura 9 - Número de Sondas Utilizadas nos Poços de Gás Natural.....	57
Figura 10 - Infraestrutura do Gás Natural nos Estados Unidos.....	61
Figura 11 – Mapa de Gasodutos nos Estados Unidos	63
Figura 12 - Preço do Gás Natural nos Contratos Futuros.....	65
Figura 13 - Comportamento do preço do gás natural no <i>Henry Hub</i> (1997 – 2014)	66
Figura 14 - Reservas Provadas de Gás Natural (1997 – 2014).....	73
Figura 15 - Produção de Gás Natural no Brasil (1997 – 2014).....	74
Figura 16 - Número de Poços Perfurados no Brasil (2000 - 2014).....	76
Figura 17- Conteúdo Local Médio - Etapa de Exploração e Desenvolvimento (1999 – 2013)	81
Figura 18 - Estrutura da Indústria de Gás Natural no Brasil (2014)	93
Figura 19 - – Número de Empresas Vencedoras nas Rodadas de Licitação (1999 – 2013).....	94
Figura 20 - Infraestrutura de Transporte de Gás Natural.....	97
Figura 21 - Hipótese da Curva de Produção do Poço (Mm^3/dia)	105

Figura 22 - Fluxo de Caixa Descontado para um Projeto Hipotético de E&P de Gás Não Convencional no Brasil	109
Figura 23- Impacto Econômico do <i>Capex</i>	113
Figura 24 - Impacto Econômico do <i>Opex</i>	114
Figura 25 - Impacto Econômico da Produtividade do Poço.....	115
Figura 26 – Impacto Econômico do Preço do Gás	115
Figura 27 - Impacto Econômico da Participação de Líquidos	117
Figura 28- Impacto Econômico do Percentual de <i>Royalties</i>	117
Figura 29- Impacto Econômico da Flexibilidade do Despacho	119
Figura 30- Impacto Econômico do Excesso de Capacidade da Planta Térmica	120
Figura 31 – Impacto Econômico da Taxa de Desconto.....	121
Figura 32– Número de Poços Perfurados para Cenários de Despacho e Produtividade	121
Figura 33 - Número de Poços Perfurados (Acumulado)	122

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Resultados das Rodadas de Licitação no Brasil	79
Tabela 2- Resultados da 12ª Rodada de Licitações	89
Tabela 3 - O Caso Base	106
Tabela 4- Resultados Econômicos.....	110

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BDEP	Banco de Dados de Exploração e Produção
BLM	Bureau of Land Management
BOM	Bureau of Mines
BTU	British Thermal Unit
CAA	Clean Air Act
CAPEX	Capital Expenditure
CNI	Confederação Nacional da Indústria
CWA	Clean Water Act
DOE	United States Department of Energy
E&P	Exploração e Produção
EIA	Energy Information Administration
EPA	Environmental Protection Agency
ERDA	Energy Research and Development Administration
EUA	Estados Unidos da América
EUR	Estimated Ultimate Recovery
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FPC	Federal Power Commission
GNL	Gás Natural Liquefeito
GRI	Gas Research Institute
GWPC	Ground Water Protection Council

IDC	Intangible Drilling Cost Expensive Rule
IOCs	International Oil Companies
IPAA	Independent Petroleum Association of America
Km ²	Quilômetro Quadrado
m ³	Metro Cúbico
m ³ /d	Metro Cúbico Dia
M	Mil
MERC	Morgantown Energy Research Center
MIT	Massachusetts Institute of Technology
MM	Milhão
MME	Ministério de Minas e Energia
MMm ³ /d	Milhões de Metros Cúbicos Dia
NEPA	National Environmental Policy Act
NETL	National Energy Technology Laboratory
NGPA	Natural Gas Policy Act
NOCs	National Oil Companies
NRC	National Research Council
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPEX	Operational Expenditure
SDWA	Safe Drinking Water Act
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
USGS	U.S. Geological Survey
WACC	Weighted Average Cost of Capital

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	15
CAPÍTULO I – A REVOLUÇÃO ENERGÉTICA NORTE AMERICANA E O <i>BOOM</i> DOS RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS	19
1.1 CONCEITOS E DEFINIÇÕES	21
1.1.1 Ambiente de Negócios e Modelo de Negócios	21
1.1.2 <i>Learning by Doing</i>	24
1.1.3 O Gás Não Convencional	25
1.2 PRINCIPAIS BACIAS NORTE-AMERICANAS COM RESERVAS DE HIDROCARBONETOS NÃO CONVENCIONAIS	28
1.3 CONTEXTUALIZAÇÃO DO DESENVOLVIMENTO DOS RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS NOS ESTADOS UNIDOS	34
1.3.1 O Sucesso da Mitchell Energy	36
1.4 CONDICIONANTES DA REVOLUÇÃO ENERGÉTICA NORTE - AMERICANA	39
1.4.1 Os Estímulos do Governo Norte-Americano e as Inovações Tecnológicas.....	40
1.4.2 Estrutura da Indústria do Gás	46
1.4.3 Formas de Financiamento da Atividade Exploratória	50
1.4.4 Acesso às Áreas de Exploração	52
1.4.5 Conhecimento Geológico	54
1.4.6 Legislação Ambiental Sólida.....	57
1.4.7 Formas de Monetização do Gás Não Convencional.....	60
1.4.8 Preço do Gás Natural.....	65
1.5 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	67

CAPÍTULO II - O AMBIENTE REGULATÓRIO E ECONÔMICO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BRASILEIRA.....	70
2.1 CONHECIMENTO GEOLÓGICO DAS BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS	72
2.1.1 Parnaíba Gás Natural	76
2.2 ARCABOUÇO REGULATÓRIO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL.....	78
2.2.1 Acesso aos Recursos.....	78
2.2.2 Participações Governamentais e Tributos	84
2.3 A QUESTÃO DO LICENCIAMENTO AMBIENTAL	87
2.4 ESTRUTURA DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BRASILEIRA	92
2.5 A INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE DO GÁS NATURAL NO BRASIL.....	94
2.6 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	98
CAPÍTULO III – ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DO GÁS NÃO CONVENCIONAL NO BRASIL – PROPOSTA DE UM MODELO DE NEGÓCIOS	100
3.1 METODOLOGIA.....	103
3.2 O CASO BASE	105
3.2.1 Resultados do Caso Base.....	109
3.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	111
3.4 RESULTADOS E CONSOLIDAÇÃO DO MODELO DE NEGÓCIOS ADEQUADO	123
CONCLUSÃO.....	127
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	132

INTRODUÇÃO

Os Estados Unidos vivenciaram uma Revolução Energética proporcionada pelo *boom* dos recursos não convencionais dos anos 2000. A produção total de gás natural no país passou de 543 bilhões de m³ em 2000 para 728 bilhões de m³ em 2014. A participação da produção de *shale gas* sobre a produção total foi fundamental, passando de 6,7% em 2007 para 46,9% em 2013 (EIA, 2015a).

Com isso, os Estados Unidos têm reduzido as suas importações líquidas de gás natural, que passaram de 100 bilhões de m³ em 2000 para 37 bilhões de m³ em 2013. Tanto as importações do Canadá e do México, quanto as importações realizadas através dos terminais de GNL, têm apresentado trajetória de queda (EIA, 2015a).

Além da redução da dependência internacional e da possibilidade de que os Estados Unidos alcancem a autossuficiência energética nos próximos anos, as emissões de gases poluentes em decorrência dos processos energéticos no país vêm caindo. A substituição do carvão pelo gás natural fez com que as emissões de dióxido de carbono per capita, pelo consumo de energia nos Estados Unidos, reduzissem de 21 toneladas em 2000 para 18 toneladas em 2011 (EIA, 2015a).

Cabe destacar também que o desenvolvimento dos recursos não convencionais nos Estados Unidos aumentou a competitividade das indústrias energointensivas daquele país, de forma a restaurar a atividade econômica norte-americana, elevando indicadores de renda e emprego, reerguendo a economia após a crise financeira de 2008.

A constatação de que o desenvolvimento dos recursos não convencionais nos Estados Unidos foi capaz de trazer benefícios em diferentes esferas da economia norte-americana fez com que outros países dedicassem esforços para o entendimento dos fatores de sucesso desta revolução, na intenção de replicar as estratégias de negócios das companhias atuantes na indústria norte-americana.

Desta forma, é possível afirmar que o *boom* dos não convencionais levantou novas tendências nos mercados globais, transformou os rumos da geopolítica energética mundial e despertou

novas oportunidades e desafios para a indústria energética de diversos países, entre eles, o Brasil.

Apesar da existência de um esforço mundial na replicação do sucesso norte-americano, o estudo do Departamento Norte Americano de Energia (EIA, 2015b) aponta que, além dos Estados Unidos, somente três países conseguiram produzir recursos não convencionais em escala comercial: Canadá, China e Argentina.

Paralelamente à Revolução Energética norte-americana, o Brasil enfrenta uma crise energética severa. Segundo os dados do ONS (2015), a energia armazenada nos reservatórios brasileiros foi de 16,4% em janeiro de 2015, contra 41,4% em janeiro de 2001 – o ano caracterizado pelo racionamento de energia elétrica no Brasil. Sem mudanças previstas no ciclo hidrológico, e com as novas construções das usinas hidrelétricas a fio d'água, a tendência é que as usinas termelétricas – tradicionalmente encaradas como fonte de *back-up* do sistema elétrico brasileiro, continuem sendo despachadas de forma quase contínua, conforme tem sido feito desde outubro de 2012.

No entanto, o papel de *back-up* do sistema, ao indicar para uma contratação que valoriza a flexibilidade térmica bem como o custo variável unitário elevado, tem se mostrado incoerente com a realidade do parque gerador brasileiro, refletindo a necessidade de uma reestruturação do setor elétrico e revisão das formas de contratação das termelétricas.

Diante do cenário de aumento da necessidade do despacho termelétrico, associado ao aprofundamento das preocupações com questões ambientais em níveis globais, o gás natural vem aumentando a sua importância na matriz elétrica brasileira. O consumo de gás nesse segmento passou de uma média de 10,6 MMm³/d em 2011 para 47,4 MMm³/d em 2014 (MME, 2015). Para atender ao consumo crescente de gás natural é necessário recorrer a importações. Metade da oferta doméstica do insumo é importada de outros países, via GNL, ou da Bolívia, através do GASBOL. Conforme o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, publicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), dos 103,7 MMm³/d de gás natural ofertados ao mercado brasileiro, apenas 46,2% foi produzido nacionalmente (MME, 2015).

Se, por um lado, o Brasil importa metade do gás natural ofertado ao mercado doméstico, por outro, as estatísticas apresentadas em EIA (2013) indicam que o país se situa em décimo lugar no *ranking* dos países com maiores recursos tecnicamente recuperáveis de *shale gas* do mundo. Isto significaria 6,93 trilhões de m³ de gás geologicamente disponível nas bacias sedimentares terrestres do país.

No entanto, o potencial brasileiro de produção de gás natural em terra é ainda muito inexplorado. O Brasil apresenta inúmeros desafios que precisam ser superados para que as estimativas de recursos recuperáveis se aproximem da realidade extrativa do país.

O esforço mundial para replicação do sucesso norte-americano parte do estudo do ambiente de negócios, ou seja, dos fatores de sucesso naquele país. Contudo, a identificação dos fatores que contribuíram com o sucesso norte-americano não é suficiente para estruturar modelos de negócios capazes de alavancar a produção em ambientes distintos daquele observado nos Estados Unidos.

Na realidade, o sucesso das atividades de exploração e produção (E&P) de recursos não convencionais fora dos Estados Unidos vai depender da formulação de um modelo de negócios consistente, que seja capaz de refletir as especificidades regulatórias e econômicas de cada país. Na medida em que o ambiente de negócios é específico de cada nação, os modelos a serem desenvolvidos também seguirão uma estruturação particular.

Neste sentido, o objetivo desta dissertação é propor um modelo de negócios que, ao analisar as condições de viabilidade econômica do gás não convencional no Brasil, seja capaz de lidar com o ambiente de negócios prevalecente no país. Com esta finalidade, será preciso estudar o ambiente de negócios norte-americano, o ambiente de negócios brasileiro, para então propor um modelo de negócios e, por fim, com base nas análises feitas a partir do modelo, avaliar quais seriam as mudanças que trariam maior rentabilidade para os projetos do *upstream*.

Ou seja, a partir da identificação das diferenças entre o ambiente de negócios no Brasil e nos Estados Unidos, e partindo-se da hipótese de que o ambiente de negócios norte-americano não é reprodutível para nenhum outro país do mundo, busca-se identificar qual seria o modelo de negócios que poderia alavancar, de forma consistente, as condições de desenvolvimento do gás não convencional no Brasil.

Esta dissertação conta com três capítulos, além desta introdução e a conclusão. No capítulo 1, será estudado o ambiente de negócios associado ao desenvolvimento do gás não convencional nos Estados Unidos, de forma a retratar os condicionantes da Revolução Energética norte-americana. O capítulo apresenta uma seção inicial com os conceitos e definições sobre modelo e ambiente de negócios, apresenta uma breve descrição sobre o conceito do *learning by doing*, dada a sua importância no desenvolvimento dos recursos não convencionais nos Estados Unidos, e especifica o termo não convencional.

O capítulo 2 estuda o ambiente regulatório e econômico da indústria de gás natural brasileira, de forma a confirmar a hipótese de que os condicionantes do sucesso norte-americano não estão presentes no Brasil. O longo processo de acesso aos recursos, a burocratização em torno dos contratos da 12ª Rodada de Licitações e o pouco conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras são abordados.

Após o estudo descritivo, o capítulo 3 desenvolve a análise empírica deste estudo. O capítulo faz inicialmente um levantamento dos principais dados econômicos e geológicos – como custo, preço, produtividade do poço e etc., utilizados em projetos de viabilidade econômico-financeira do gás não convencional já em andamento no exterior.

A partir da associação entre os modelos internacionais e o estudo descritivo feito no capítulo 2, será possível propor um modelo de negócios para os potenciais investidores na indústria de gás não convencional no Brasil. As barreiras ao desenvolvimento da indústria, concluídas no capítulo 2, exigem a formulação de soluções estratégicas conforme representadas na estrutura do modelo.

Finalmente, através das dificuldades enfrentadas pela indústria nacional do gás natural, elencadas ao longo do estudo, será possível constatar quais mudanças no ambiente regulatório e econômico brasileiro poderiam promover as atividades de E&P de gás não convencional no Brasil.

CAPÍTULO I – A REVOLUÇÃO ENERGÉTICA NORTE AMERICANA E O *BOOM* DOS RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS

Esse capítulo irá apresentar a Revolução Energética norte-americana proporcionada pelo *boom* dos recursos não convencionais dos anos 2000. De acordo com os dados do Departamento Norte Americano de Energia (EIA, 2015a), a produção de *shale gas* nos Estados Unidos passou de 36,6 bilhões de m³ em 2007 para 323,5 bilhões de m³ em 2013, quando respondeu por 46,9% da produção total de gás natural no país.

Apesar dos Estados Unidos terem vivenciado uma verdadeira revolução, constituindo uma trajetória de sucesso na indústria energética daquele país, a extensão desse processo para outros países não é automática. De fato, a experiência norte-americana foi impulsionada por uma série de fatores que não apresentam as mesmas condições em outras regiões, como o Brasil.

Assim, este capítulo irá levantar e discutir os fatores de sucesso da experiência norte-americana, com a finalidade de ilustrar como o ambiente de negócios modela as decisões e estratégias dos empreendedores.

A questão de interesse então é entender os condicionantes do sucesso do gás não convencional nos Estados Unidos, para comprovar que o modelo de negócios para o caso do Brasil, a ser desenvolvido no capítulo 3, apresenta especificidades e não é uma mera replicação dos modelos norte-americanos.

Primeiramente, será feita uma breve introdução ao tema, com a exposição das principais definições como: o que é o gás não convencional, quais tipos já vêm sendo produzidos em escala comercial e quais avanços tecnológicos propiciaram sua viabilidade.

Na segunda seção, serão expostas as principais bacias norte-americanas com depósitos de hidrocarbonetos não convencionais. O entendimento geográfico e geológico das bacias compõe uma visão melhor sobre o tema, na medida em que será possível observar a distância das reservas com relação aos centros de consumo, entre outros fatores descritivos importantes.

Após essa introdução ao tema, será realizado um breve resumo sobre a história da regulação na indústria do gás norte-americana. Neste sentido, serão apresentadas as principais políticas governamentais, de forma a constituir um arcabouço regulatório, em uma espécie de linha do tempo, que será capaz de conduzir a discussão sobre o gás não convencional que será feita ao longo do capítulo.

Na quarta seção, são apresentadas as etapas percorridas pela empresa pioneira da produção de gás não convencional nos Estados Unidos – a Mitchell Energy. O entendimento do sucesso desta companhia é um bom ponto de partida para o estudo, já que enfatiza o papel da integração entre o progresso tecnológico, as políticas públicas e os centros de pesquisa.

A quinta seção é responsável pelo objetivo principal deste capítulo, que é apresentar e discutir o ambiente de negócios responsável pelo sucesso da produção do gás não convencional nos Estados Unidos. Nesta etapa, serão discutidos os incentivos governamentais e os avanços tecnológicos, as formas de divisão dos direitos sobre os minerais, a regulação e as preocupações ambientais, a estrutura da indústria, o acesso aos recursos para financiamento da atividade exploratória, as formas de monetização do gás e a evolução do preço do hidrocarboneto nos Estados Unidos.

Com base nos principais conceitos, no arcabouço regulatório da indústria do gás nos EUA, na experiência da Mitchell Energy, e após o entendimento do ambiente de negócios dos EUA, será possível concluir o capítulo com a consolidação das estratégias mais recentes adotadas pelas companhias envolvidas no negócio do *shale gas* norte-americano.

De forma geral, espera-se retratar as medidas implementadas, seja pela ótica das políticas públicas e dos centros de pesquisa, seja pela ótica das estratégias empresariais, que foram capazes de contornar os desafios tecnológicos e econômicos e aproveitar as oportunidades relacionadas ao desenvolvimento da indústria do gás não convencional nos EUA.

1.1 CONCEITOS E DEFINIÇÕES

1.1.1 Ambiente de Negócios e Modelo de Negócios

A literatura sobre ambiente e modelo de negócios, apesar de muito ampla, não traz uma definição consensual sobre o tema. Em Chesbrough e Rosebloom (2002), explora-se o papel do modelo de negócios na captação de valor em estágios prematuros do avanço tecnológico. Os autores explicam que um modelo de negócios bem sucedido é aquele que conecta o potencial técnico com a conquista de um valor econômico: “Um modelo de negócios transforma o valor latente de uma tecnologia em resultados econômicos” (CHESBROUGH e ROSEMBLOOM, 2002).

A essência de um modelo de negócios, destacada pelos autores, é baseada na forma como as firmas conseguem gerar lucros e remunerar seus investimentos. Devido à falta de um conceito mais concreto para o termo, os autores o definem a partir das suas inúmeras funções, em que cada uma delas constitui um componente crucial no processo de mudança entre o mundo potencial da inovação tecnológica, e o valor econômico propriamente dito.

Apesar do modelo de negócios a ser proposto nesta dissertação não tratar diretamente dos avanços tecnológicos, considera-se que o processo do *learning by doing*, possibilitado pelo modelo de negócios e estratégias das companhias norte-americanas, exerceu papel crucial na redução de custos e viabilidade econômica dos métodos empregados na indústria do gás não convencional nos Estados Unidos.

Com isso, o modelo proposto para o Brasil parte da hipótese que tais desafios tecnológicos já foram superados pelas estratégias das empresas internacionais, de forma a retratar as estratégias que deveriam ser seguidas pelos potenciais investidores no *upstream* nacional, sujeitos a diferentes desafios, que vão além da antiga barreira tecnológica associada ao gás não convencional.

Teece (2010) atua na mesma linha de raciocínio discutida em Chesbrough e Rosebloom (2002), afirmando que um modelo de negócios define como uma companhia gera e deposita valor para os seus consumidores, e, então, converte tais valores gerados, em lucros para as firmas.

É importante ressaltar que Chesbrough e Rosembloom (2002), e, posteriormente, Teece (2010), distinguem os conceitos “modelo de negócios” e “estratégia”. Os primeiros enfatizam que enquanto o “modelo de negócios” se inicia ao criar valor para o consumidor e a sua construção ocorre em torno desta criação, a “estratégia” está mais voltada para as formas com que as firmas conseguem capturar parte deste valor.

Já Teece (2010) explica que um “modelo de negócios” é um conceito mais genérico do que uma “estratégia de negócios”. O autor vai além dos conceitos de Chesbrough e Rosembloom (2002), afirmando que o sucesso do desenvolvimento de um novo modelo de negócios dependeria de uma associação entre a estratégia e o próprio modelo. Assim, mesmo com a elaboração de um modelo de negócios sofisticado, as companhias precisam seguir as estratégias previstas pelo modelo, para que seja possível alcançar o sucesso econômico, ou seja, a lucratividade nas suas atividades.

Apesar da maioria dos estudos partirem do pressuposto de que “modelo de negócios” e “estratégia” são conceitos diferentes, Joia e Ferreira (2005) compararam abordagens consolidadas de “estratégias”, com definições de “modelo de negócios”, e chegaram à conclusão de que há sobreposição entre os conceitos.

Verificou-se que “modelo de negócios é um instrumento dinâmico e sistêmico para várias abordagens de estratégias” (JOIA e FERREIRA, 2005). Segundo os autores, as diversas definições para modelos de negócios, entre elas a conceituação a partir das suas funções, conforme tratada em Chesbrough e Rosembloom (2002), é a própria fonte de sobreposição com o conceito de estratégia.

De forma geral, todos os autores enfatizam que inovações tecnológicas não bastam por si só, e devem ser acompanhadas de eficientes modelos de negócios que sejam capazes de delimitar mecanismos estratégicos consistentes, gerando valor para as companhias e para a economia como um todo. Fazendo uma analogia com o modelo a ser desenvolvido nesta dissertação, é possível considerar que o aprendizado tecnológico desencadeado pelas companhias norte-americanas, associado aos volumes recuperáveis de *shale gas* no Brasil, não são suficientes para alavancar a produção de gás não convencional no país.

O desenvolvimento de um modelo de negócios adequado é fundamental para que seja possível abrir uma agenda de discussões e levantar possíveis reformas regulatórias e econômicas para a evolução da indústria do gás no país.

Esta dissertação utilizará como pano de fundo os conceitos definidos em Teece (2010), ou seja, o modelo de negócios é a ferramenta que possibilita o delineamento de um conjunto de estratégias a serem perseguidas pelas companhias. Assim como o modelo de negócios define as estratégias, os ambientes de negócios definem os modelos.

A literatura sobre o tema não define de forma explícita o termo ambiente de negócios. No entanto, a união de informações desenvolvidas pela teoria econômica em Porter (1990) e Penrose (1959), em *The Theory of the Growth of the Firm*, torna possível a formulação de uma abordagem mais geral que irá definir o ambiente externo à firma, conforme os conceitos expostos pelos autores.

O ambiente de negócios, ou as condições externas à firma, referem-se aos seguintes fatores: (i) fatores políticos, como mecanismos regulatórios e de comércio exterior; (ii) fatores macroeconômicos, como taxas de juros, câmbio, taxas de investimento e poupança de uma economia, confiança do consumidor, renda e etc.; (iii) fatores microeconômicos, como oferta e demanda, estrutura do mercado e nível de competitividade de determinada indústria; (iv) fatores sociais, como questões ambientais e preferências dos consumidores, e, finalmente; (v) fatores tecnológicos, que englobam o papel das inovações técnicas sobre a produtividade dos fatores de produção.

Observa-se que além das características econômicas e regulatórias que compõe o ambiente de negócios brasileiro, o perfil dos parâmetros que compõe o modelo de negócios aplicável ao Brasil vai depender das circunstâncias tecnológicas desencadeadas com o *boom* dos recursos não convencionais nos Estados Unidos.

Como será visto, o aprendizado tecnológico foi fundamental para a viabilidade técnica dos hidrocarbonetos não convencionais nos Estados Unidos. Neste contexto, é importante analisar a ideia por traz do jargão econômico conhecido como *learning by doing*.

1.1.2 *Learning by Doing*

O termo *learning by doing* começou a ser empregado no começo do século XX com um enfoque maior para o sistema educacional. Foi somente com o estudo desenvolvido por Kenneth Arrow, em 1962, que o termo começou a ganhar importante conotação econômica.

De acordo com o modelo de crescimento endógeno desenvolvido em Arrow (1962), a acumulação de conhecimento (*learning*) é um subproduto acidental da experiência na produção (*doing*).

O autor afirma que aumentos na renda per capita não podem ser explicados simplesmente pela razão entre capital e trabalho, e que o papel das mudanças tecnológicas deve ser considerado. Assim, além da função de produção ser uma expressão do conhecimento tecnológico, ela deve incorporar a evolução do conhecimento ao longo do tempo.

A incorporação da curva de aprendizado nas funções de produção das firmas significa que um investimento no momento presente beneficia futuros investidores, se traduzindo em deslocamentos intertemporais nas funções de produção.

O modelo do *learning by doing*, conforme desenvolvido em Arrow (1962), pressupõe ainda que o conhecimento de cada firma é um bem público, ou seja, uma vez desenvolvido, ele extrapola para a economia, de forma que qualquer outra firma pode ter acesso a um custo zero. Como veremos mais adiante, a dificuldade de patentear os avanços tecnológicos associados ao fraturamento hidráulico e à perfuração direcional foi um fator determinante para explicar a forte dinâmica de compra e venda de terras nos Estados Unidos.

Uma importante implicação teórica da função de produção contemplar a acumulação de conhecimento é que é possível modelar os retornos crescentes com competição perfeita, assumindo a existência de externalidades positivas resultantes do processo de investimento¹.

De posse destes conceitos, a próxima seção apresenta os conceitos e as definições associadas aos hidrocarbonetos não convencionais.

¹ De acordo com as hipóteses do modelo de Arrow, o nível do estoque de conhecimento é representado pelo investimento bruto acumulado.

1.1.3 O Gás Não Convencional

O primeiro poço de gás natural perfurado nos Estados Unidos, no ano de 1821, em Fredonia (Nova York) advinha de uma formação de *shale*. Nesta época ainda não existia uma definição consensual sobre as diferenças entre o gás convencional e o não convencional, no entanto é possível constatar que o conhecimento sobre as formações não convencionais já existe há quase duzentos anos.

O termo “gás não convencional” começou a ser empregado na indústria do petróleo em 1978, quando o governo norte americano lançou o *Gas Policy Act*, que previa incentivos fiscais à produção de fontes alternativas de energia, entre elas o gás não convencional (ALMEIDA e FERRARO, 2013, pg. 34).

Ainda segundo os autores, recentemente, as diferenças entre o gás convencional e não convencional deixaram de ser regidas pelos aspectos econômicos e passou a ser explicada através das diferenças geológicas dos reservatórios.

O gás natural convencional é produzido em reservatórios bem definidos com alta permeabilidade e porosidade, que permite a migração do conteúdo orgânico de forma natural, com a presença de “armadilhas” estruturais e estratigráficas (Law e Curtis, 2002 *apud* Almeida e Ferraro, 2013). Em outras palavras, o gás se movimenta desde a rocha geradora até a rocha selante, nas condições naturais do reservatório, na medida em que a permeabilidade da rocha estimula a interconexão entre os poros, facilitando o movimento do conteúdo orgânico.

O gás não convencional, por outro lado, é formado em reservatórios de baixa permeabilidade e geralmente está depositado ao longo de extensas regiões geológicas. O grau de porosidade e permeabilidade da rocha reservatório é fundamental, uma vez que determina o grau de mobilidade do conteúdo orgânico entre os poros, determinando a facilidade, ou dificuldade, de extração dos recursos.

Assim, além da necessidade de uma dinâmica de perfuração diferente daquela prevalecente para o gás convencional, a extração do gás não convencional depende da criação de uma permeabilidade artificial que seja capaz de retirar o conteúdo orgânico da rocha geradora.

Cabe ressaltar que,

A viabilidade técnica e econômica da produção de uma acumulação de gás natural irá depender da porosidade e permeabilidade das rochas reservatório. O grau de porosidade das rochas irá determinar a capacidade de estocagem dos reservatórios. A permeabilidade, por sua vez, determina a produtividade do poço já que determina a capacidade do gás em fluir no reservatório (ALMEIDA e FERRARO, 2013, p. 27).

As características geológicas dos recursos não convencionais fazem com que a produção atinja o seu valor máximo logo nos primeiros anos do projeto e, depois, decline de forma exponencial. O entendimento, por parte das companhias envolvidas, de que tais características exigem a estruturação de novos modelos de negócios– que compreendam escala e repetição, é fundamental para o modelo financeiro a ser desenvolvido no capítulo 3.

Segundo Almeida e Ferraro (2013), diferentes tipos de reservatórios de gás natural estão associados ao termo não convencional: gás de carvão (*coalbed methane*), gás de folhelho (*shale gas*), gás de arenito de baixa permeabilidade (*tight sands gas*) e os hidratos de gás natural. Dentre esses, somente os hidratos de gás natural ainda não vêm sendo explorados em escala comercial.

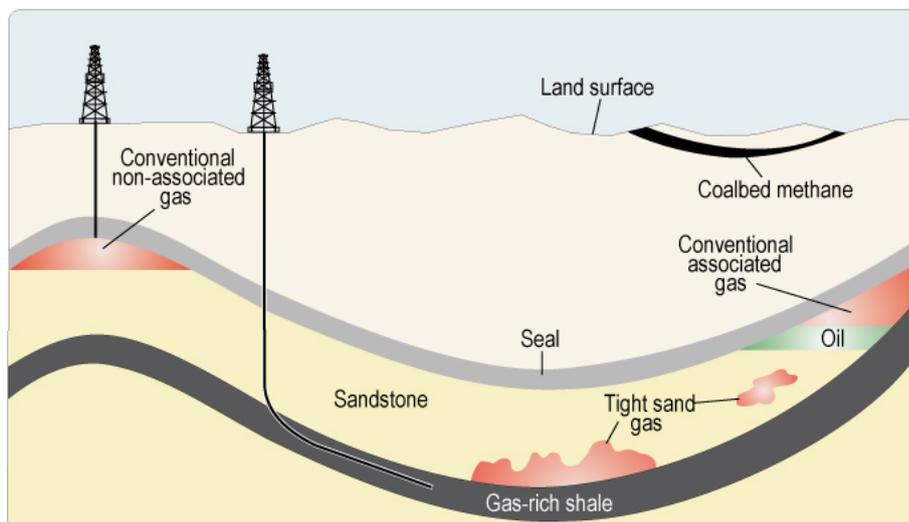
Conforme destacado em Trembath (2012), as formações de *shale gas* têm uma especificidade geológica associada à baixíssima permeabilidade, tornando a atividade de E&P mais complexa. Já o *tight gas* é formado em reservatórios que, apesar de também apresentarem as características geológicas que definem o gás não convencional, a extração é menos complexa do que no caso do *shale gas*.

O *coalbed methane*, por sua vez, é gerado durante o processo de transformação orgânica do carvão, ficando acumulado mais próximo da superfície. Já os hidratos de gás referem-se aos hidrocarbonetos acumulados em cristais de gelo localizados no fundo do oceano.

A figura 1 retrata as formações geológicas associadas aos hidrocarbonetos não convencionais. É possível notar que a atividade de E&P do *shale gas* exige maiores esforços do que aquelas associadas ao *tight gas* e ao *coalbed methane*.

De acordo com Wang e Krupnick (2013), a produção em escala comercial do *shale gas* ocorreu somente após o *boom* do *tight gas* e do *coalbed methane* justamente pelas dificuldades geológicas no que tange ao fraturamento da rocha geradora.

Figura 1 - A Geologia dos Recursos Não Convencionais



Fonte: EIA, 2011

As diferenças geológicas entre o gás convencional e o não convencional explicam a necessidade de utilização de tecnologias avançadas – como o fraturamento hidráulico (*fracking*) e a perfuração direcional, para a sua produção.

A perfuração direcional se inicia com a perfuração de um poço vertical, e, quando alcançada a profundidade desejada, a coluna de perfuração assume uma trajetória horizontal. Apesar da tecnologia de perfuração horizontal permitir um maior acesso ao reservatório, ela não é suficiente para a produção do gás não convencional.

Devido à baixa permeabilidade do reservatório, é necessário simular uma permeabilidade artificial através do *fracking*. O fraturamento hidráulico foi utilizado pela primeira vez na indústria do gás norte-americana em 1947, no entanto, o emprego em escala comercial só ocorreu a partir de 1949, quando uma empresa de serviços norte americana, a Halliburton, implementou a primeira planta comercial de escalonamento em Stephens County (Oklahoma) e Archer County (Texas).

O escalonamento, ou seja, a produção em escala do fraturamento hidráulico foi o primeiro passo para que esta tecnologia passasse a ser largamente utilizada na indústria do petróleo e gás natural dos Estados Unidos.

Ao se alcançar a rocha alvo, o fraturamento é feito através de um composto em que 98% é água e areia, sendo os restantes 2% compostos de aditivos que aumentam a eficiência da fratura.

Cada fraturamento hidráulico é desenhado de forma específica de acordo com as características geológicas da rocha alvo. Vale ressaltar que, como os reservatórios não convencionais apresentam uma depleção da produção que pode atingir até 70% durante os primeiros 12 meses do projeto (DUMAN, 2012), é necessário que ocorra uma dinâmica exploratória contínua para manutenção da produção em níveis elevados.

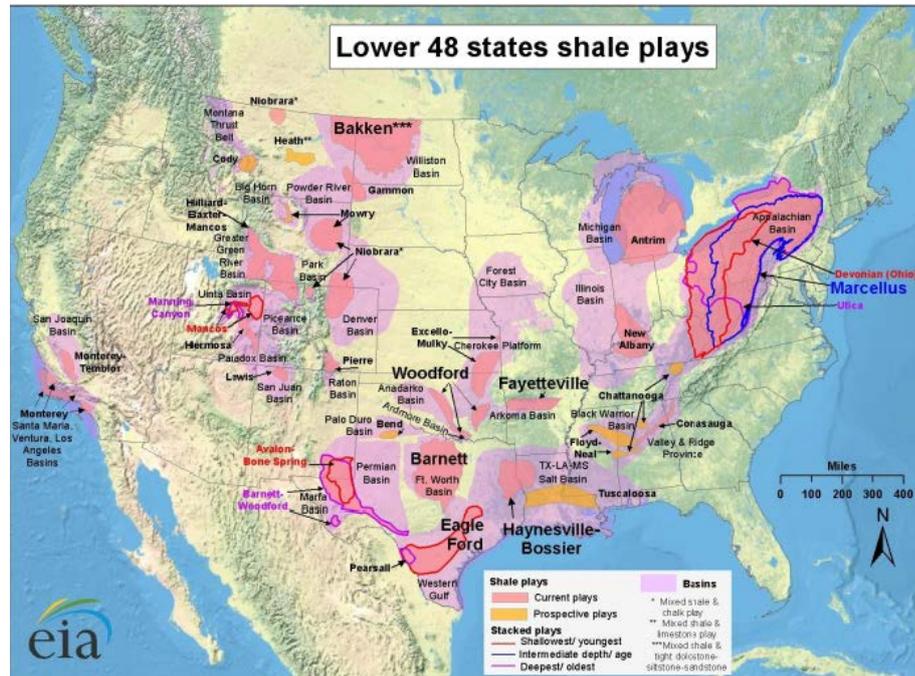
É importante frisar que os avanços tecnológicos associados à viabilidade tecnológica e econômica da produção do gás não convencional foram muito mais uma consequência de um longo processo de tentativa e erro, com inovações incrementais em um contexto do *learning by doing*, do que realmente uma ruptura tecnológica.

1.2 PRINCIPAIS BACIAS NORTE-AMERICANAS COM RESERVAS DE HIDROCARBONETOS NÃO CONVENCIONAIS

Esta seção fará um *overview* sobre as principais bacias com reservas de *shale gas*, *tight gas* e *coalbed methane*. Cabe destacar que o entendimento das condições geológicas e geográficas dos *players* norte-americanos fornece uma boa base para a análise a ser feita posteriormente tanto sobre as formas de monetização do gás não convencional, quanto sobre as maiores facilidades em áreas já mais exploradas em termos de recursos convencionais.

A figura 2 representa as principais bacias responsáveis pelo *boom* do *shale gas*. Entre as mais importantes, é possível citar a *Barnett Shale*, *Haynesville/Bossier Shale*, *Eagle Ford*, *Bakken*, *Antrim Shale*, *Fayetteville Shale*, *Marcellus Shale* e *New Albany Shale*.

Figura 2 - Principais Bacias com Reservas de *Shale Gas* nos Estados Unidos



Fonte: NETL (2013)

A formação conhecida como *Barnett Shale* possui um rico conteúdo orgânico e está situada na bacia de *Fort Worth* que compreende a região centro-norte do Texas. Ela abrange um território de aproximadamente 13 mil km², e chega a profundidades de aproximadamente 2.500 metros. As estimativas para os recursos tecnicamente recuperáveis de *shale gas* em *Barnett Shale* chegam a 1,25 trilhões de m³, e, até 2009, mais de 10 mil poços já haviam sido perfurados na região (GWPC, 2009).

Com relação à disseminação das informações geológicas, cabe destacar que os dados de sísmica 3D sobre a região de *Barnett* foram mantidos em sigilo pela Devon – que os obteve através da Mitchell Energy. Foi somente a partir de 2003 que a Republic Energy compartilhou as informações geológicas da área, levando ao forte desenvolvimento das atividades no *Barnett Shale*.

De acordo com Rahall et. al. (2009), a produção de *shale gas* na região de *Barnett* respondia por 6% de toda a produção de gás natural nos Estados Unidos em 2009.

A formação geológica conhecida como *Haynesville* está situada em uma área com aproximadamente 23 mil km² chamada Bacia *TX – LA – MS Salt*. A profundidade dos reservatórios é de aproximadamente 3.500 metros, um dos mais profundos *play* dos EUA, e é uma região reconhecida pelo seu alto conteúdo orgânico.

A bacia está situada no norte e nordeste da Louisiana e parte leste do Texas. Segundo NETL (2013), existem cerca de três poços por km² e 34% da área apresenta forte potencial para a produção não convencional. Ainda segundo o estudo, em junho de 2013, existiam 2.437 poços produtores na região de *Haynesville* localizada na Louisiana e 906 poços na parte da bacia localizada no Texas.

Além do *Barnett Shale*, um dos mais importantes *plays* norte americanos com depósitos de *shale gas* é o conhecido *Marcellus Shale*. A área de *Marcellus* passa de 258 mil km² abrangendo as regiões de West Virginia, Oeste e Noroeste da Pensilvânia, Sudeste de Nova York, Leste de Ohio e grande parte da Virginia e Maryland.

O primeiro poço economicamente viável na região de *Marcellus* foi perfurado em 2003 pela Range Resources Corporation – uma companhia independente que já operava na região de *Barnett*. A produção, iniciada em 2005, foi a pioneira da área mais produtiva dos EUA.

A partir de setembro de 2008 o Estado da Pensilvânia autorizou a perfuração de 518 poços de gás, colaborando fortemente com a dinâmica exploratória da região.

A profundidade dos reservatórios varia de 1.219 a 2.590 metros e as estimativas para os recursos tecnicamente recuperáveis de *shale gas* chegam a 7,4 trilhões de m³ (GWPC, 2009).

De acordo com o Departamento Norte Americano de Energia (EIA, 2015b), a produção de gás seco na região de *Marcellus* mais do que triplicou nos últimos três anos, passando de uma média de 0,13 bilhões de m³ por dia em 2011 para 0,41 bilhões de m³ por dia em 2014.

Além da quantidade significativa de gás recuperável e do tamanho dos depósitos de *shale gas* nesta região, a sua atratividade econômica é favorecida pela sua localização na medida em que se situa muito próxima aos centros consumidores.

Após 2009, além da importância do *play Marcellus*, o *play Eagle Ford* passou a ganhar maior participação sobre o total de *shale gas* produzido nos Estados Unidos. A área de *Eagle Ford*

abrange um território de aproximadamente 20 mil km², localizada majoritariamente na região sul do Texas. Segundo NETL (2013), a taxa média de recuperação dos poços - EUR², em *Eagle Ford* é uma das maiores taxas entre os *plays* norte-americanos (66,8 milhões de m³ por poço).

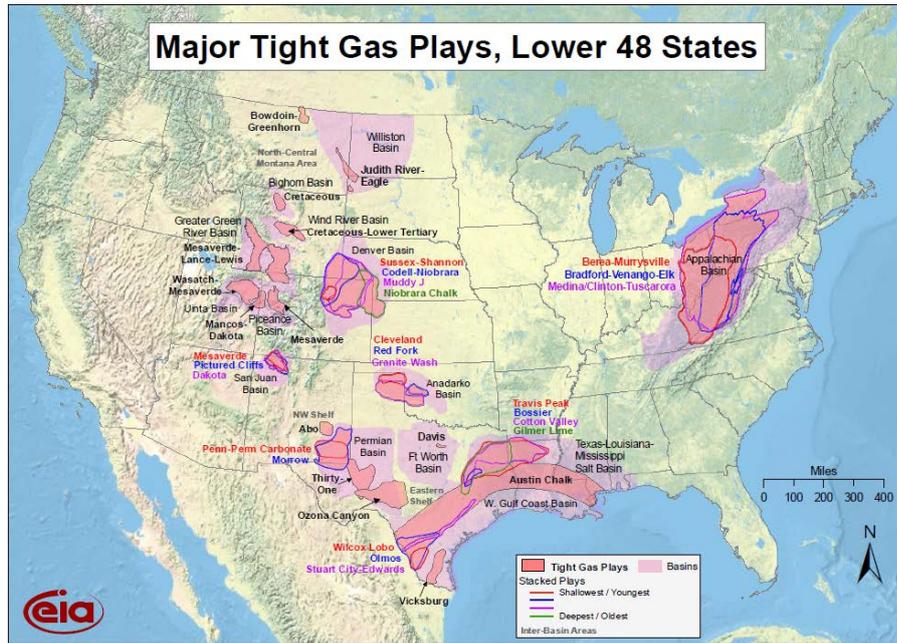
Entre os principais *plays* norte-americanos de hidrocarbonetos não convencionais, cabe destacar também o *play Bakken*. Caracterizado principalmente pela produção de *shale oil*, o *play* abrange uma área de 520 mil km², localizado na Bacia de *Williston*, envolvendo os Estados de Montana e Dakota do Norte, nos Estados Unidos, além das províncias de Saskatchewan e Manitoba no Canadá.

Apesar das descobertas de hidrocarbonetos não convencionais terem ocorrido no início da década de 1950, a sua produção só se tornou comercial nos anos 2000. Segundo USGS (2013), entre 2008 e 2013, mais de 4 mil poços foram perfurados na região, elevando a produção em 450 milhões de barris.

Além do *shale gas*, o aumento da produção do *tight gas* foi importante para a revolução energética norte-americana. A figura 3 apresenta os principais *plays* com reservas de *tight gas*.

² *Estimated Ultimate Recovery* consiste no volume esperado de hidrocarboneto, economicamente recuperável, em um determinado reservatório (USGS, 2005).

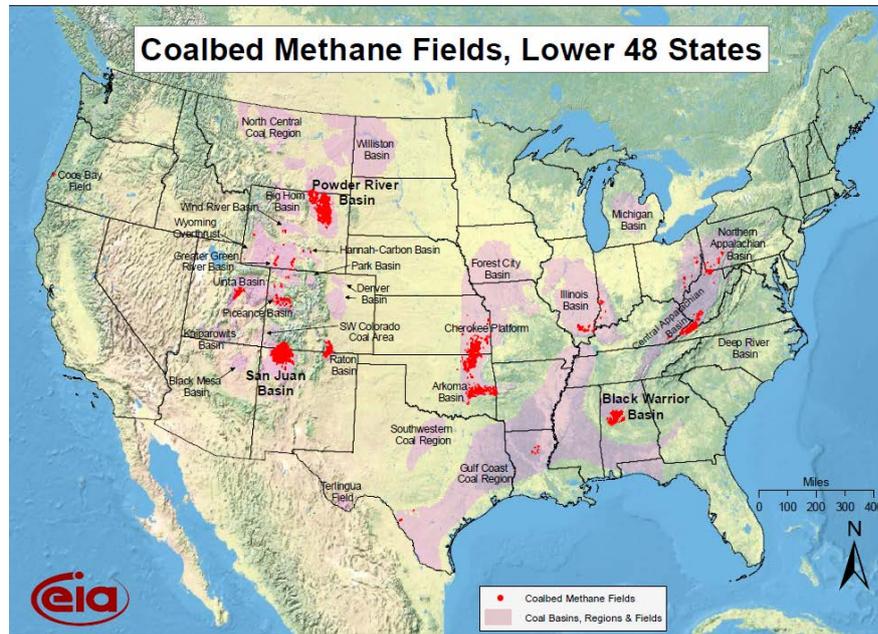
Figura 3 - Principais Bacias com Reservas de *Tight Gas* nos Estados Unidos



Fonte: EIA (2010)

A figura 4 mostra os campos com relevantes reservas de *coalbed methane*. Neste caso, as principais bacias são *San Juan*, no sudoeste americano, e *Power River*, que engloba o sudeste de Montana e o nordeste de Wyoming.

Figura 4 - Principais Bacias com Reservas de *Coalbed Methane* nos Estados Unidos

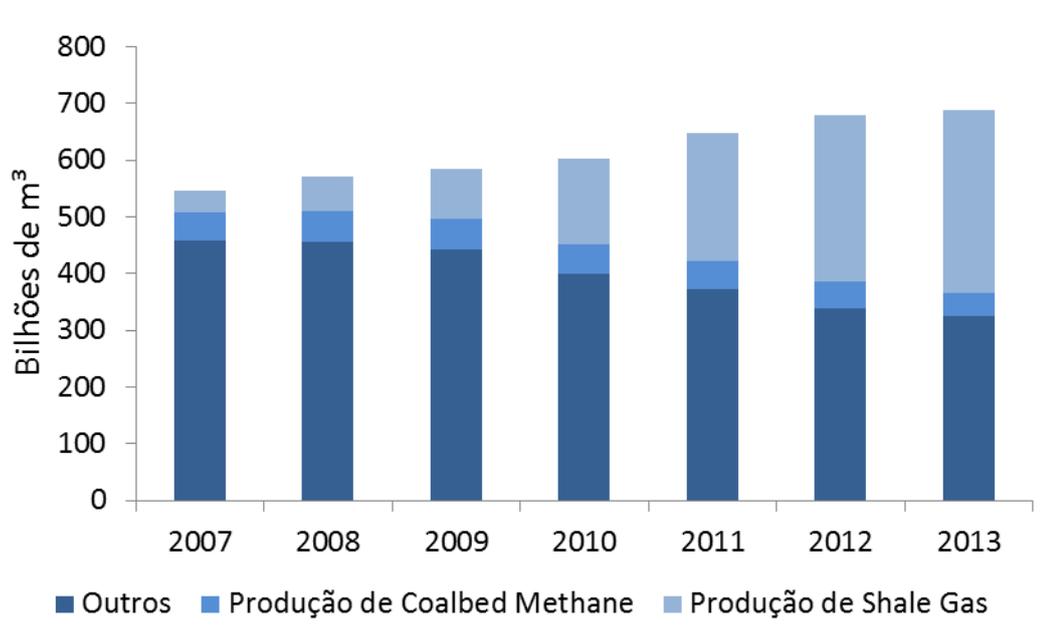


Fonte: EIA (2010)

A próxima seção irá apresentar o ambiente regulatório da indústria do gás norte-americana, apresentando as principais leis, e as iniciativas governamentais frente às mudanças conjunturais do mercado, como desalinhamento entre oferta e demanda do gás e volatilidade de preços.

Somente como forma de ilustração da revolução energética norte – americana, a figura 5 retrata a evolução da participação do *shale gas* e do *coalbed methane* na produção total de gás natural dos Estados Unidos nos últimos anos.

Figura 5 - Participação dos Recursos Não Convencionais na Produção Total de Gás dos Estados Unidos



Fonte: Elaboração própria a partir de EIA (2015a)

1.3 CONTEXTUALIZAÇÃO DO DESENVOLVIMENTO DOS RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS NOS ESTADOS UNIDOS

Primeiramente será feito um *overview* do arcabouço regulatório, de forma a contextualizar os fatos a serem expostos mais adiante. É importante voltar um pouco no tempo para que seja possível entender a evolução das políticas públicas e colocar o seu papel no sucesso de uma indústria energética, como a indústria do gás.

O setor de gás natural nos Estados Unidos recebeu a sua primeira regulação federal com o *Natural Gas Act*. O *Natural Gas Act* foi instituído em 1938 com o objetivo de regular o transporte do gás entre os Estados norte-americanos, em um contexto de aumento da importância do gás natural no mercado nacional.

Esta lei exigia que as companhias de transporte interessadas em vender o gás para as companhias de distribuição apresentassem um certificado, obtido junto ao *Federal Power*

Comission (FPC³). Apesar do FPC determinar um preço máximo a ser cobrado das distribuidoras de gás, o preço final ao consumidor, bem como o preço cobrado na cabeça do poço de produção do gás, ficaram excluídos do *Natural Gas Act*, e permaneceram guiados pelas forças do mercado (PHILLIPS PETROLEUM CO. V. WISCOSIN, 2015).

Em 1954, a Suprema Corte Norte-Americana, através do caso conhecido como *Phillips Petroleum Co. v. Wisconsin*, estendeu a jurisdição da FPC para os preços do gás natural cobrados na cabeça do poço. Esta medida se traduziu em um controle por parte do governo federal sobre os preços do gás vendido pelos produtores, de forma a proteger os consumidores das tendências monopolísticas que emergiam na cadeia do gás nos EUA.

A partir de então, a indústria viveu o período conhecido como a “Era da Regulação”. Além da regulação sobre os preços praticados no segmento do transporte, os produtores do gás também perderam poder de mercado, ficando sujeitos às decisões regulatórias. Neste contexto, nos anos 1960 e 1970, o teto dos preços de gás natural entre os Estados norte-americanos era controlado de forma a ficar em níveis abaixo dos preços de equilíbrio de um mercado competitivo.

A implementação do teto de preços para a comercialização do gás natural, além de estimular a demanda, desencorajava a oferta, resultando na escassez, tanto das reservas quanto da produção do gás natural. Assim, a partir de 1960, até meados de 1980, a indústria de gás norte-americana vivenciou períodos caracterizados pela escassez do gás natural, combinada com volatilidade de preços.

Esta situação evidenciava que a existência de um mercado regulado não se mostrava eficiente para o desenvolvimento da indústria do gás, e, tampouco conseguia atingir o seu objetivo principal de proteger os consumidores da volatilidade de preços.

Paralelamente a este cenário, a década de 1970 foi demarcada pelos dois grandes choques do petróleo (1973 e 1979) em que a busca por novas fontes energéticas era generalizada. Ademais, exatamente neste período, as reservas de gás convencional nas bacias sedimentares

³ A FPC foi fundada em 1920 como uma comissão independente do governo norte-americano, com o objetivo inicial de coordenar os projetos hidroelétricos no país.

dos EUA já apontavam para uma potencial exaustão, com o declínio no potencial e na produtividade dos poços.

A associação entre esses fatores culminou com a implementação em 1978, do *Natural Gas Policy Act* (NGPA), em que a Section 107 iniciava a remoção do controle de determinados preços, abrangendo o preço do gás com altos custos de exploração e produção, como o gás da região Devoniana.

Além disso, o NGPA promoveu incentivos que encorajassem o desenvolvimento da oferta de gás natural nos EUA, e determinou o livre acesso às linhas de transporte.

Assim, no final dos anos 1980, e início dos anos 1990, a indústria foi sendo cada vez menos o alvo de políticas regulatórias de controle de preços, de forma que o governo passou a enfatizar a importância da competição para a eficiência dos mercados.

Como veremos adiante, a reestruturação da indústria, que passou de uma situação de controles regulatórios, para uma indústria regida pelas leis de um mercado competitivo, possibilitou avanços tecnológicos e consequentes redução de custos e preços finais.

1.3.1 O Sucesso da Mitchell Energy

O pioneirismo norte americano é em grande parte explicado pelo sucesso de atuação da empresa independente Mitchell Energy. Neste sentido, esta seção irá fazer um *overview* das condições de sucesso desta companhia.

A história da Mitchell Energy, liderada por George Mitchell, foi um longo percurso de tentativa e erro, baseada na crença de que os recursos não convencionais podiam se tornar economicamente atrativos, e transformariam a realidade energética norte americana (YERGIN, 2011).

Após a Segunda Guerra Mundial, George Mitchell iniciou as suas atividades no setor de óleo e gás em Houston. Com o passar dos anos, a Mitchell Energy and Development foi ganhando relevância e passou a concentrar seus esforços mais no gás natural do que no petróleo.

Conforme destacado anteriormente, o arcabouço regulatório no âmbito do *Natural Gas Act* desfavorecia a produção do gás, de forma que a indústria viveu períodos de escassez a partir de meados da década de 1970. Paralelamente, a longa tradição de exploração e produção de gás convencional nos Estados Unidos, levava a um forte conhecimento geológico, e, conseqüentemente, assegurava a existência de importantes volumes de gás em camadas mais profundas do subsolo.

A lacuna que emergia com a associação destes dois fatos (escassez de produção de gás e abundância de recursos) era a questão tecnológica. Assim, a Mitchell Energy se lançou num longo processo de inovações incrementais, e através do processo do *learning by doing*, que perdurou por aproximadamente 30 anos, a companhia conseguiu produzir o gás não convencional em escala comercial.

Após anos de experiência, e vivenciando o fracasso de companhias próximas e similares, a empresa se envolveu em um projeto de pesquisa com o Gas Research Institute (GRI⁴), no início dos anos 1990. Este projeto foi determinante para marcar o início do sucesso da Mitchell Energy.

O estudo do fraturamento feito pela Mitchell Energy se dava em torno de valores prováveis, em que eram contempladas as estimativas para o *gas – in – place* em uma dinâmica de tentativa e erro. Segundo Yergin (2011), o grande “laboratório” da Mitchell Energy era exatamente a região que após alguns anos se tornou o grande sucesso do gás não convencional dos Estados Unidos – o play *Barnett*.

No que tange à geologia, o sucesso da Mitchell Energy na produção de *shale gas* na região de *Barnett* pode ser explicado por dois importantes fatores. Primeiramente, as reservas de gás não convencional estavam localizadas em formações geológicas já exploradas pela empresa.

⁴ O GRI é uma fundação de pesquisa ligada a universidade Illinois Institute of Technology em Chicago, estabelecida pela indústria do gás em 1976, com o objetivo de financiar projetos de P&D associados às diversas etapas da cadeia do gás natural. Mais recentemente, ela passou a se chamar Gas Technology Institute.

Em segundo lugar, a área “core” de *Barnett* era a mais favorável, em termos geológicos, para a produção de *shale gas* quando comparada com qualquer outra região norte americana⁵.

Assim, um fator importante para o sucesso da Mitchell Energy foi a aproximação da empresa com agentes que detinham o *expertise* na região de *Barnett*. Além de próprios indivíduos e outras companhias de E&P, a contratação de empresas de serviços, que já tinham conhecimento sobre a área, foi fundamental.

Apesar da importância desta rede de contato e troca de informações, a revisão da literatura aponta que a Mitchell Energy desenvolveu a sua própria rede de serviços, de forma a depender de outras companhias de forma marginal. De fato, foi somente após a sua aquisição pela Devon, em janeiro de 2002, que o papel das grandes empresas de serviços, como a Halliburton, Schlumberger e Baker Hughes, ganharam maior visibilidade.

A fusão da Mitchell Energy com a Devon acelerou o desenvolvimento dos poços de *shale gas* na região de *Barnett*, na medida em que, enquanto a Mitchell Energy contribuía com o seu *know-how* sobre as tecnologias do fraturamento, a Devon aplicava o seu diferencial associado à perfuração horizontal.

Após a fusão, a companhia começou a perfuração de cinco poços horizontais, sendo três deles localizados em áreas de baixo risco geológico, e dois com alto risco. Segundo Wang e Krupnick (2013), a produção inicial na região de risco reduzido foi 3,5 vezes maior do que aqueles poços verticais tradicionalmente explorados pela Mitchell Energy. No caso das áreas com maior risco, a produção também foi mais elevada (2,5 e 3,3 vezes superior aos poços verticais).

A partir de 2002, conforme a produção atingia escala comercial e os projetos de viabilidade dos poços de *shale gas* tornavam-se economicamente atrativos, a Devon pleiteou a aprovação de mais 80 poços horizontais e 25 operadores solicitaram a perfuração de mais de 100 poços horizontais distribuídos em sete regiões norte americanas.

Finalmente, um importante componente do ambiente de negócios norte americano que contribuiu com o sucesso da Mitchell Energy foi a forma de divisão dos direitos sobre o solo

⁵ Segundo Wang e Krupnick (2013), o *breakeven price* na região de *Barnett* era de US\$3,9/MMbtu vis à vis um *breakeven* maior do que US\$ 6,8/MMbtu em *Eagle Ford*.

e sobre os minerais. Como será visto a dinâmica exploratória existente nos Estados Unidos, provocada pela facilidade de compra e venda das terras e dos recursos, possibilita que as companhias tirem grandes vantagens dos processos inovativos, alavancando, assim, a acumulação tecnológica e o *know-how* das atividades.

Com o sucesso da Mitchell Energy, diversas companhias mostraram interesse e entraram no negócio do gás não convencional. No entanto, é possível constatar que a situação positiva da companhia não foi uma consequência isolada da sua atuação, mas sim de um conjunto de fatores que compunham as suas estratégias, como as atividades de pesquisa do GRI, os incentivos do governo federal, publicações acadêmicas, e a atuação em conjunto com outros operadores e firmas de serviços.

Além dos fatores mais específicos da Mitchell Energy, importantes condicionantes como a manutenção de preços elevados do gás natural durante toda a década de 2000, estímulos do governo norte americano, a regulação leve, a estrutura da indústria do gás, as formas de financiamento da atividade exploratória e as formas de monetização do gás natural, foram cruciais para o sucesso das demais companhias, e serão estudados na próxima seção.

1.4 CONDICIONANTES DA REVOLUÇÃO ENERGÉTICA NORTE - AMERICANA

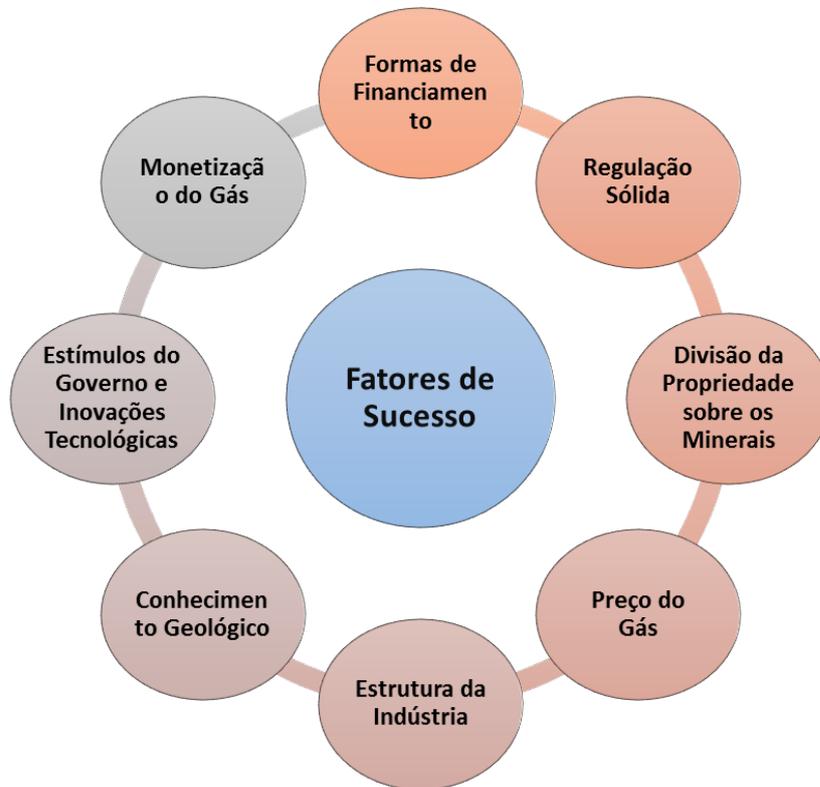
Com base no arcabouço regulatório norte-americano, e no sucesso primordial da Mitchell Energy descrito acima, esta seção irá explicar o ambiente de negócios e os fatores de sucesso que proporcionaram a viabilidade tecnológica e econômica do gás não convencional nos Estados Unidos.

A figura 6 mostra os principais *drivers* responsáveis pela revolução energética norte-americana. É difícil afirmar se a ausência de algum destes fatores reverteria completamente o sucesso da produção do gás não convencional, na medida em que não conhecemos o caso contrafactual.

O que é possível afirmar, entretanto, é que cada um destes fatores exerceu uma influência importante e a inter-relação entre eles foi fundamental para a revolução. A partir desta figura,

os pontos principais que formam o ambiente de negócios dos Estados Unidos, serão abordados.

Figura 6 - Condicionantes da Revolução Energética Norte-Americana



Fonte: Elaboração Própria

1.4.1 Os Estímulos do Governo Norte-Americano e as Inovações Tecnológicas

Nos Estados Unidos, desde 1913, existe um incentivo fiscal para a indústria de óleo e gás, que autoriza produtores a deduzirem seus gastos com exploração e desenvolvimento – os custos intangíveis de exploração e desenvolvimento, da base de incidência da alíquota do imposto de renda a recolher em cada período (IPAA, 2005).

Esta medida governamental, apesar de já existir a muito tempo, exerceu um papel importante no desenvolvimento do gás não convencional, pois com a sua atualização em 1980, através do *energy act*⁶, o benefício passou a cobrir mais de 70% dos custos nas sondas de perfuração.

A medida também foi importante no sentido de fortalecer as companhias independentes, consolidando o mercado norte-americano, com forte presença de empresas de pequeno porte.

Além do incentivo fiscal, o cenário de escassez de gás natural dos anos 1970, estimulou um processo de esforço federal na busca pela viabilidade técnica/econômica dos hidrocarbonetos não convencionais. Com o objetivo de estimular a inovação e promover a viabilidade comercial do gás não convencional, o governo fomentou então uma série de atividades de pesquisa e desenvolvimento, através de subsídios para projetos de P&D, além de subsídios nos preços do gás.

A atuação do governo buscava remover uma barreira do desenvolvimento, associada ao fato de que as firmas privadas não tinham incentivos para investir na tecnologia necessária para a extração do gás não convencional. Esta falta de incentivos é explicada em Wang e Krupnick (2013) através de três fatores: (i) dificuldade de tecnologias licenciadas ou patenteadas na indústria de óleo e gás; (ii) dificuldade de competir com os hidrocarbonetos convencionais, na medida em que os custos eram muito mais elevados; (iii) incapacidade financeira para encarar altos investimentos em P&D⁷.

Além da publicação do *Natural Gas Policy Act* em 1978 (Section 107), conforme exposto anteriormente, que iniciou o processo de desregulamentação dos preços do gás natural, o governo americano apoiava programas de P&D desde o primeiro choque do petróleo em 1973. Com os avanços tecnológicos proporcionados pelas parcerias público - privadas e projetos de P&D, era necessária uma nova medida por parte do governo federal que fosse capaz de incentivar a comercialização do gás.

⁶ O Energy Security Act foi regulamentado pelo presidente Jimmy Carter em 1980 que introduziu avanços ao *Intangible Drilling Cost Expensive Rule* (IDC).

⁷ Como será visto, as companhias pioneiras na produção de gás não convencional nos EUA eram de pequeno porte.

Assim, em meados de 1980, foi promulgada a Lei *Windfall Profits Tax Acts*, na qual a Seção 29 dispunha sobre subsídios fiscais tributários para o gás não convencional – principalmente o *shale gas* e o *coalbed methane*. Esse incentivo concedia US\$ 0,50/MMbtu no preço do gás natural não convencional produzido e vigorou de 1980 a 2002 (STEVENS, 2010). De acordo com Wang e Krupnick (2013), o benefício aumentou para US\$ 0,92/MMbtu a partir de 1992.

Como existe uma importante substitubilidade entre o gás natural e o petróleo, a ideia era que o benefício fiscal fosse aplicado com maior intensidade em momentos de baixos preços do petróleo, ou seja, quando o gás natural perdia a sua competitividade. Nesse sentido, o cálculo do benefício envolvia um determinado fator capaz de eliminá-lo em momentos de preços altos do petróleo (WANG e KRUPNICK, 2013).

De acordo com NETL (2007), os benefícios fiscais proporcionados pela Seção 29 estimularam a perfuração de 10.700 poços de *shale gas* entre 1978 e 2002, alavancando a produção de gás natural nos Estados Unidos.

Os produtores de gás deveriam escolher entre a política de preços descrita na Seção 107 do NGPA (1978) e os incentivos tributários ditados na Seção 29 descrita acima. No entanto, como os preços nas regiões com maiores recursos de *shale gas*, como, por exemplo, na região conhecida como Devoniana, já passavam pelo processo de desregulamentação, os *players* acabavam optando pelos incentivos tributários da Seção 29 (WANG e KRUPNICK, 2013).

Com relação às atividades de pesquisa e desenvolvimento, o GRI conduzia um programa específico para o *shale gas* entre 1989 e 1995, e outro específico para o *coalbed methane* entre 1982 e 1996. Além destes projetos, havia um voltado para o *tight gas sand* no leste do Texas, e, finalmente um projeto na região do Colorado, com ênfase nos experimentos de perfuração de vários poços ao mesmo tempo.

Segundo NETL (2007), o Departamento de Energia Norte Americano (DOE) também exercia um papel importante no que tange ao financiamento de projetos de P&D voltados para o gás não convencional. Na realidade, ambas as instituições atuavam no desvendamento do avanço tecnológico que levaria à viabilidade econômica do gás não convencional.

Enquanto o DOE dava maior ênfase aos estudos científicos básicos, o GRI se aprofundava mais na parte prática de aplicação das tecnologias. Assim, o GRI atuou em temas como a

modulação da produção, a caracterização dos reservatórios e estudos sobre a reestimulação de poços (NETL, 2007).

De acordo com NETL (2007), os programas de pesquisa e desenvolvimento liderados pelo DOE contam com três componentes principais: (i) *Eastern Gas Shales Program*; (ii) *Western Gas Sands Program*; e (iii) *Methane Recovery (Coalbeds Program)*.

O *Eastern Gas Shales Program* merece um destaque especial pela sua importância no boom dos recursos não convencionais nos EUA. Conforme apresentado em NRC (2001), o programa foi implementado em 1976 pelo *Morgantown Energy Research Center (MERC)*, hoje intitulado *National Energy Technology Laboratory (NETL)*, juntamente ao *Bureau of Mines (BOM)*.

O programa concentrava esforços nos estados da Pensilvânia e West Virginia e foi uma plataforma de pesquisa fundamental para a integração pública e privada entre universidades, institutos de pesquisa e companhias de exploração. O foco principal era fundamentalmente aumentar a produção nas bacias do *Appalachian*, *Michigan* e *Illinois*, em um momento caracterizado pela importância da oferta nacional de gás natural (NRC, 2001).

Neste sentido,

(...) havia um esforço no sentido de acessar a base de recursos, em termos de volume, distribuição e natureza, para então introduzir tecnologias mais sofisticadas em uma indústria baseada em pequenos produtores independentes (NRC, 2001, p.201).

O aumento da produção nas bacias do leste americano foi significativo. De acordo com NRC (2001), o *Eastern Gas Shales Program* revitalizou as atividades de perfuração e desenvolvimento do gás na Bacia do *Appalachian*, além da sua importante contribuição sobre as atividades nas bacias de *Michigan* e *Fort Worth*⁸.

No entanto, NETL (2007) destaca que este aumento não foi uma consequência isolada do *Eastern Gas Shales Program*, mas é explicada também pelos mecanismos de preços e

⁸ Vale destacar que os efeitos sobre a bacia de *Fort Worth* foram substanciais, mesmo que esta não esteja incluída na ação inicial do programa. Em decorrência deste efeito indireto, conclui-se que as tecnologias, os métodos e os conhecimentos desenvolvidos nas outras bacias, foram aplicados na bacia de *Fort Worth*.

benefícios fiscais implementados pelo NGPA, bem como os programas de P&D desenvolvidos pelo Gas Research Institute e o Federal Energy Regulatory Committee (FERC⁹).

Cabe destacar que algumas evidências mostram que o sucesso do *Eastern Gas Shales Program* exerceu um papel positivo no que tange à motivação da Mitchell Energy no início das atividades na região de *Barnett* (Wang e Krupnick, 2013). Além disso, a empresa esteve incluída em um importante programa de P&D financiado pelo GRI e o FERC.

Assim, enquanto os programas de P&D estimulados pelo governo norte americano estiveram na base da inovação tecnológica, os benefícios fiscais e a desregulamentação dos preços do gás natural foram fundamentais para incentivar a atividade exploratória das companhias.

Os avanços tecnológicos responsáveis pelo *boom* do não convencional incluem três tecnologias essenciais: tecnologias de fraturamento, perfuração horizontal e o mapeamento microssísmico de imagens digitais 3D.

Conforme ilustrado em MONTGOMERY e SMITH (2010), as tecnologias de fraturamento se iniciaram pela empresa Stanolind Oil no campo de *Hugoton* em Grant County, Kansas em 1947. Ainda segundo os autores, em 1949, o fraturamento foi levado ao escalonamento, de forma que a técnica passou a ser largamente utilizada em mais de 60% dos poços convencionais perfurados¹⁰.

De acordo com VALLE (2014), a primeira planta de demonstração do fraturamento hidráulico foi implementada e operada pelo DOE em meados de 1977 no estado do Colorado¹¹. Em 1986, o agente federal atuou junto a algumas empresas em Wayne County, em West Virginia,

⁹ A FERC é uma agência independente do governo norte-americano, que, ao substituir a *Federal Power Commission* em 1977, ficou encarregada de regular a transmissão de energia elétrica, petróleo e gás entre os Estados norte-americanos. Em 1978, com o *National Energy Act*, a Comissão recebeu outras responsabilidades associadas à harmonização regulatória de preços praticados entre os mercados americanos.

¹⁰ Observa-se que o sucesso da Mitchell discutido acima não está ligado ao fraturamento em si, mas sim à substituição da água por fluidos de perfuração que melhoraram a recuperação dos poços e aumentaram a viabilidade comercial da produção.

¹¹ Em NRC (2001) é feito um estudo sobre o impacto de cada medida de incentivo (DOE, NGPA e GRI) em cada uma das tecnologias (faturamento hidráulico, perfuração direcional e mapeamento de fraturas microssísmicas), concluindo que o DOE apenas teve participação relevante sobre o avanço das tecnologias de fraturamento.

implementando a primeira perfuração por Fraturamento Hidráulico Massivo (MHF). A viabilidade comercial só veio a ocorrer em 1997 pela atuação da Mitchell Energy.

Com relação aos avanços das tecnologias de perfuração horizontal, VALLE (2014) destaca que, em 1976, no âmbito do MERC, dois engenheiros do National Energy Technology Laboratory patentaram técnicas de perfuração direcional nos poços, permitindo um maior acesso às jazidas de gás natural, e levando ao desenvolvimento da perfuração horizontal multidirecional. Valle (2014) enfatiza que as tecnologias de perfuração horizontal somente se tornaram comercialmente viáveis no final dos anos 1980, e a primeira perfuração horizontal no campo de *Barnett* foi executada pela Mitchell Energy em 1991.

Segundo NRC (2001), apesar do DOE não ter exercido influência significativa na disseminação da perfuração direcional, houve um papel expressivo do agente com relação à adaptação da tecnologia, tradicionalmente aplicada ao *shale oil*, para o *shale gas*.

No final de 1999 e início dos anos 2000, a tecnologia de mapeamento microssísmico de imagens digitais 3D foi adaptada das minas de carvão para a exploração de *shale* (VALLE, 2014). Segundo o autor, a empresa responsável foi a Sandia National Laboratories, que ao desenvolver uma plataforma tecnológica que permite um panorama mais aprofundado das fraturas em ambiente de baixa permeabilidade, desempenhou papel crucial no desenvolvimento do *shale*.

Finalmente, é importante mencionar a parceria entre a General Electric e a Energy Research and Development Administration (ERDA)¹² no desenvolvimento das brocas de perfuração, mais eficientes para a formação geológica típica do *shale gas* (VALLE, 2014).

É possível constatar, portanto, uma série de complementariedades entre as medidas governamentais e os interesses privados no que tange ao desenvolvimento da indústria e à superação dos desafios tecnológicos.

Programas de P&D, com interações público-privadas, como o *Eastern Gas Shale Programm*, a política de desregulamentação de preços e os incentivos fiscais formaram um ambiente de

¹² Atual Departamento de Energia Norte Americano (DOE).

condições propícias para a geração do conhecimento e os avanços tecnológicos, indispensáveis para a revolução energética eclodida nos Estados Unidos.

1.4.2 Estrutura da Indústria do Gás

A indústria de óleo e gás norte-americana é composta por aproximadamente 15.000 operadores. Este elevado número de companhias é explicado pela tradição de baixa interferência do Estado e grande atratividade dos investimentos no *upstream*.

Em 2011, o número de companhias independentes (pequenas, médias e companhias abertas de grande porte) somavam 18.000 e atuavam em 32 estados americanos (LAGE, 2013).

Aqui considera-se que uma companhia independente engloba não somente aquelas envolvidas fundamentalmente na atividade de exploração, mas também as companhias chamadas de “*strippers*” que atuam em poços já explorados, com baixa produtividade - apesar de apresentarem modelos de negócios muito diferentes.

Esta seção irá explicar brevemente como a indústria do gás norte-americana chegou na estrutura atual, com a participação de diferentes e importantes *players*, cada um exercendo um papel fundamental no desenvolvimento da indústria.

Ao longo das últimas décadas a indústria de óleo e gás norte-americana sofreu profundas transformações. O crescimento das companhias nacionais (NOCs) e os movimentos de fusões que deram origem às “*super majors*” mudaram a natureza do processo competitivo e pôs fim ao oligopólio das Sete Irmãs.

A substituição do oligopólio das Sete Irmãs por esta nova estrutura industrial representada pelas *super majors* e por milhares de companhias que vão além das companhias internacionais (IOCs) e das NOCs, configurava uma trajetória de redução das tradicionais barreiras à entrada¹³ na indústria de óleo e gás norte americana.

É importante ressaltar que, de acordo com Lage (2013), apesar de serem altamente inovativas, as companhias independentes não costumam desenvolver suas próprias tecnologias. Em vez

¹³ Para maiores informações ver FRITSCH (2014).

disso, aplicam e adaptam tecnologias já existentes desenvolvidas pelas grandes empresas de serviço de setor de óleo e gás americano, que juntas detém o *know how* desse setor.

Mesmo assim, é possível afirmar que elas foram cruciais na disseminação do *expertise* tecnológico associado às técnicas de perfuração direcional e fraturamento hidráulico, de forma a se tornarem líderes no desenvolvimento da indústria do *shale gas*.

Conforme destacado em Fritsch (2014), desde 1980, os serviços técnicos terceirizados pelas IOCs provocaram uma enorme transformação na organização da indústria de óleo e gás. A atuação eficiente das companhias de serviços, fornecendo um suporte operacional fundamental para as companhias de óleo e gás, foi determinante no avanço da fronteira tecnológica associada aos recursos não convencionais.

Assim, além da redução das barreiras à entrada na indústria de óleo e gás, proporcionada pelo fim do oligopólio das Sete Irmãs, o processo de desverticalização da indústria possibilitado pelo fortalecimento das companhias de serviços especializadas, também representou um incentivo à entrada de novas companhias, em especial aquelas de menor porte, antes excluídas da estrutura industrial do país.

O desenvolvimento do gás não convencional nos Estados Unidos, tendo como pioneira a Mitchell Energy, que não era nem uma companhia pequena, como as tradicionais companhias independentes¹⁴ norte americanas, mas também estava longe do porte das *majors* internacionais, aponta para a importância da variedade na estrutura industrial do setor.

De fato, as pequenas independentes, apesar de inovadoras, não possuíam a capacidade financeira para efetuar o montante considerável de investimentos em P&D nos primeiros estágios do desenvolvimento do *shale gas*. Por outro lado, a Mitchell Energy, assim como a Devon e a Republic Energy, mostraram capacidade suficiente para enfrentar os custos elevados que o negócio do não convencional envolvia.

Assim, apesar do perfil de investimentos – menos arriscado e com menor rentabilidade - das pequenas empresas independentes, exercer um papel fundamental na indústria do petróleo,

¹⁴ Conforme o *Independent Producers Association of America* (IPAA, 2015), as companhias independentes são aquelas não integradas, ativamente envolvidas no segmento do *upstream*, e com rendimentos exclusivos da produção na boca do poço.

atuando com complementariedade aos investimentos das estatais e das *majors*¹⁵, foram as grandes empresas independentes, através da sua capacidade financeira e técnica, que promoveram a revolução energética norte-americana (WANG e KRUPNICK, 2013; ALMEIDA e RODRIGUES, 2006).

No que se refere às barreiras à entrada associadas às necessidades de investimento para a atividade do *upstream*, Wang e Xue (2014) afirmam que a atividade de perfuração do *shale gas* é um exemplo de um mercado com reduzidas barreiras à entrada, quando comparado com outros segmentos, como, por exemplo, as atividades de exploração *offshore*, com custos bem mais representativos.

A atividade de exploração foi capaz de estimular uma importante dinâmica entre os agentes, na medida em que quando as tecnologias de perfuração atingem lucratividade, a grande maioria dos produtores de gás natural terceirizam as operações de perfuração para companhias de serviços especializadas.

Além disso, a facilidade de negociação dos direitos sobre as terras e sobre os minerais faz com que haja uma importante predominância dos chamados “*infrequent drillers*”. Estes agentes fazem o *leasing*, contratam serviços de terceiros para exploração, e depois vendem por um preço mais elevado.

Mesmo que a literatura afirme a posição especulativa destas companhias, o fato de que os contratos de *leasing* exigem que pelo menos um poço seja perfurado, faz com que esta dinâmica contribua com a atratividade das áreas, uma vez que, conforme agrega-se conhecimento, o risco geológico é reduzido.

Com o avanço dos programas do governo norte americano incentivando o gás não convencional, e após a disseminação do *know how* tecnológico desencadeado pelas grandes

¹⁵ A literatura sobre o tema (ALMEIDA E RODRIGUES, 2006; FRITSCH, 2014 e RODRIGUES, 2007) aponta que as *majors*, diferente das companhias independentes, possuem significativo poder de mercado, são capazes de se envolver em projetos mais arriscados e, ainda, conseguem explorar as economias de escala em projetos intensivos em capital. Sendo assim, as atividades associadas à E&P de hidrocarbonetos convencionais estavam na prioridade do portfólio de investimentos deste tipo de companhia.

independentes, as pequenas passaram a ganhar um espaço considerável no mercado do não convencional.

No entanto, vale destacar que no início do desenvolvimento de poços de *shale gas*, a indústria ficou concentrada em torno dos grandes *players*. Segundo Wang e Xue (2014), a grande maioria dos poços de *shale gas* foram perfurados por um número limitado de grandes companhias independentes.

Foi somente após o processo do *learning by doing* e consequente disseminação tecnológica que a indústria energética norte-americana foi se tornando cada vez menos concentrada.

Além disso, cabe destacar aqui que a existência de uma indústria de serviços dinâmica e competitiva no mercado norte-americano foi mais um condicionante para a Revolução Energética dos anos 2000. Apesar de, inicialmente, as companhias independentes, em conjunto com as companhias de serviços, terem formado a base do *boom* do não convencional, com o sucesso das atividades, as grandes companhias internacionais começaram a exercer participação importante no mercado (STEVENS, 2010).

Stevens (2010) cita algumas estratégias empresariais, como a compra da XTO Energy pela ExxonMobil em 2009, por um montante de US\$ 41 bilhões. A atuação estratégica da Statoil, ao adquirir 32,5% de participação na Chesapeake Energy, por um montante de US\$ 3,4 bilhões em 2009, e o anúncio da Shell em 2010 de pagar US\$ 4,7 bilhões pela East Resources, companhia com forte atuação na bacia de *Marcellus*. Tais artifícios mostram o interesse de empresas estrangeiras no que tange à apropriação da experiência desenvolvida nas bacias norte-americanas.

Assim, tanto a presença de um vasto número de companhias independentes – pequenas e grandes, *majors*, empresas nacionais e estrangeiras, quanto a relação delas com a cadeia de fornecedores de bens, serviços e tecnologia, foram ingredientes essenciais para conferir dinamismo para a atividade exploratória que, como visto, é a base para a competitividade do gás não convencional:

Se um país está interessado em utilizar políticas industriais para promover o desenvolvimento do *shale gas*, a questão da estrutura do mercado deve ser um componente central de tais políticas (WANG e KRUPNICK, 2012).

1.4.3 Formas de Financiamento da Atividade Exploratória

Um aspecto relevante da indústria de óleo e gás norte-americana é a variedade das fontes de financiamento disponíveis para os agentes. A presença de várias instituições, fundos, investidores de *venture capital* e *private equity* é uma característica importante do mercado financeiro norte-americano.

Conforme abordado na seção anterior, as empresas independentes exerceram um papel fundamental no que tange ao avanço sobre a fronteira exploratória do gás não convencional. Segundo Fritsch (2014), a explicação para o crescimento das companhias independentes de energia reside em dois fatores que conversam entre si: a qualidade dos recursos financeiros levantados para o desenvolvimento da atividade exploratória, e o acesso e a eficiência no uso destes recursos.

Sabendo-se que a exploração do *shale gas* é uma atividade muito intensiva em capital, o acesso ao mercado de *equity*, foi crucial para o sucesso das corporações voltadas para as atividades não convencionais¹⁶.

Assim, o fundo privado de *equity* provia o capital necessário no estágio exploratório das companhias independentes, e, conforme conseguiam crescer, recorriam ao mercado de dívida e/ou o *equity* público. Além disso, Lage (2013) explica que:

Quando bem sucedida em sua campanha exploratória, a companhia independente podia se alavancar e ampliar seu capex e seu porte. Caso contrário, havia a possibilidade de vender seus ativos para as grandes independentes ou para as IOC, contribuindo para a consolidação da indústria (LAGE, 2013).

Fritsch (2014), destaca que o segmento do *upstream* é caracterizado pelos seus altos níveis de risco e retorno, de maneira que a qualidade e disponibilidade de áreas exploratórias, bem

¹⁶ Fritsch (2014) afirma que inicialmente, os gastos com a campanha exploratória foram financiados fundamentalmente pelo mercado de *equity*.

como a eficiência no uso do *equity capital*, foram ingredientes cruciais no sucesso das atividades envolvidas com o gás não convencional.

Além disso, a liquidez do mercado financeiro norte-americano predominante desde os anos 1980, e a sua eficiência no financiamento de projetos da indústria de óleo e gás foi crucial:

O avanço dos fundos privados especializados no mercado de energia, em concomitância com o florescimento dos mercados de IPO, especialmente nos Estados Unidos e no Reino Unido, promoveu um aumento da disponibilidade do *equity capital*, tanto público, quanto privado, fundamental para o desenvolvimento do estágio exploratório da indústria de O&G (FRITSCH, 2014).

Com relação às medias e grandes companhias independentes de O&G, líderes do avanço na fronteira exploratória e tecnológica do gás não convencional - como Anadarko e Devon, o movimento de Fusões e Aquisições (M&A) em momentos de forte liquidez e a forte valorização de seus ativos, foi fundamental para o seu posicionamento no mercado desde o início dos anos 2000.

Além do mercado de *equity* e o capital de risco ter sido fundamental no levantamento de recursos por parte das companhias independentes, vale destacar aqui o papel dos mecanismos de *joint venture*¹⁷ entre algumas empresas, levando ao compartilhamento de custos e riscos das atividades de E&P.

Com a crise internacional de 2008, e a consequente restrição das linhas de crédito, aliada à queda do preço do gás neste mesmo ano, as companhias independentes tiveram que recorrer a empresas mais sólidas e maduras para fazer frente aos seus contratos de leasing¹⁸.

Assim, a solução para o financiamento ocorreu através das operações de *cash-and-carry*, ou seja, a empresa compradora ganhava participação sobre as receitas da vendedora, bem como uma parcela de suas reservas, e, em contrapartida, fornecia o *funding* necessário para a atividade (*cash*) além de se comprometer com parte dos custos operacionais (*carry*).

¹⁷ Normalmente, a necessidade de capital e a transferência do conhecimento aparecem como os principais motivos para este tipo de negociação, especialmente no mercado do shale gas. (KUTCHIN, 2001).

¹⁸ Uma das cláusulas destes contratos tratava da necessidade de produção contínua e rápida das reservas. Caso o operador não fosse capaz de cumpri-lo, deveria arcar com multas ou, ainda, cessação do contrato (*use it or lose it*).

Assim, apesar do alto custo de exploração e desenvolvimento das reservas não convencionais exigir mecanismos de financiamento sólidos e volumosos, este não pareceu ser um problema para as empresas norte-americanas dispostas a se colocar no mercado do gás não convencional.

1.4.4 Acesso às Áreas de Exploração

Nos Estados Unidos, o acesso aos recursos é facilitado pela forma de divisão dos direitos sobre os minerais. A grande diferença com relação aos outros países, e ao Brasil, é que o proprietário do solo possui a propriedade sobre os minerais. O proprietário pode ser o governo federal americano, governo estadual ou uma pessoa privada.

Este fato acaba estimulando as atividades de E&P já que a negociação de blocos é muito mais simples, diminuindo os custos exploratórios e aumentando a velocidade de desenvolvimento de novas tecnologias. Além disso, conforme exposto anteriormente, as barreiras geradas pela dificuldade de se patentear o progresso tecnológico na indústria de gás são minimizadas pela facilidade de se comprar e vender as terras norte-americanas. Assim, muitos autores enfatizam a tradição de propriedade privada como um fator determinante para o sucesso do *shale gas* nos EUA.

O proprietário da terra fica então responsável por ceder seu direito de extração através da venda, aluguel, doação ou disposição em separado ou em conjunto. De acordo com Lage (2013), a forma mais comum de contratação de terras para a produção de gás não convencional nos Estados Unidos é o aluguel dos direitos sobre os minerais com a manutenção dos direitos sobre a terra.

Caso o dono da terra decida alugá-la para um agente que vá promover o desenvolvimento dos minerais, é feita uma negociação entre as partes através de formas contratuais ou acordos de *leasing*. Os contratos (ou *leasing*) normalmente incluem o pagamento de bônus de assinatura, *royalties*, aluguéis, termos iniciais do *leasing* e condições para a sua postergação.

Após a transferência dos direitos sobre os minerais, é responsabilidade do operador conseguir uma permissão para perfuração de poços. Esta permissão normalmente é adquirida através da

apresentação de dados da região a ser explorada, planos de perfuração e outras informações técnicas para o órgão regulador responsável sobre determinada região. No caso do fraturamento hidráulico para produção do gás não convencional, são necessárias permissões associadas à composição do líquido a ser injetado no poço e exigências relacionadas ao manuseio da água de retorno. A obtenção das permissões técnicas e ambientais por parte do operador costuma levar de poucas semanas até alguns meses.

A partir da obtenção das permissões, o operador precisa construir as estradas que darão acesso aos campos a serem explorados, e instalar os equipamentos que viabilizarão o acesso aos hidrocarbonetos. Este processo dura entre alguns dias até poucas semanas. Assim, a ausência do Estado nos termos contratuais reduz as dificuldades burocráticas com relação ao uso da terra, permitindo um maior dinamismo na indústria de gás norte-americana.

Na situação conhecida como *split – estate*, os direitos sobre os minerais estão separados dos direitos sobre a terra. Assim, o proprietário dos minerais tem o direito de acessá-los e desenvolvê-los da forma que lhe for mais conveniente. Por outro lado, é de direito do proprietário da terra as exigências com relação ao seu uso, podendo cobrar certas compensações por inevitáveis danos ao solo na região extrativa.

O desenvolvimento mais recente na região de *Marcellus* aumentou o interesse pelas terras privadas e estaduais em detrimento das terras federais. No caso das terras federais, o *Bureau of Land Management* (BLM) é responsável por avaliar as áreas e realizar leilões para as concessões dos *leases*. Os leilões ocorrem de forma oral, chamado de oferta competitiva, e saem vencedores aqueles que ofertarem os maiores valores para o bônus de assinatura. Na hipótese de não ocorrerem ofertas, a área fica suscetível a um processo não competitivo, em que o interessado negocia o *lease* diretamente com o BLM.

Além do bônus, o contrato prevê o pagamento de aluguel anual (US\$2/acre) e *royalties* (12,5% sobre o valor da produção). Por outro lado, o contratante fica com o direito de explorar e produzir os hidrocarbonetos durante o período de dez anos, com renovação automática enquanto existir poço em atividade produtiva na área leiloada (LAGE, 2013).

Já no caso das terras estaduais, cada um dos estados regula de forma independente o *lease* mineral de terras sobre sua propriedade. O mais comum é que os *leases* sejam ofertados por

meio de leilões competitivos, no entanto, observa-se também a oferta não competitiva com objetivo de consolidar unidades de produção. Ainda segundo o estudo de Lage (2013), os valores de bônus e *royalties* variam entre estados, mas costumam acompanhar os patamares observados nos contratos federais.

Com relação às terras privadas, os termos contratuais costumam variar bastante de acordo com a área explorada e com os interesses da empresa exploradora. O desenvolvimento do *shale gas* nos EUA se iniciou justamente nestas terras, na medida em que a forma de apropriação dos minerais facilitava o processo pelo qual as companhias obtivessem retornos financeiros sobre os seus investimentos iniciais em inovações tecnológicas.

A questão chave do *boom* do *shale gas* foi o entendimento de que era possível fazer o *leasing* da terra por um preço menor do que aquele prevalecente no momento da venda, já que o progresso tecnológico levaria a redução de custos da atividade extrativa.

Wang e Krupnick (2013) enfatizam que um dos termos presentes nos contratos de *leasing* com o dono da terra (seja ele federal, estadual ou privado), é a obrigação de perfurar poços durante um determinado período, ou o conhecido “*use or lose it*”.

Assim, o mecanismo de venda dos *leasings*, ao eliminar um custo afundado (*sunk costs*) no início da cadeia do gás, acabou estimulando a dinâmica extrativa, contribuindo fortemente para o sucesso do gás não convencional (WANG e XUE, 2014).

1.4.5 Conhecimento Geológico

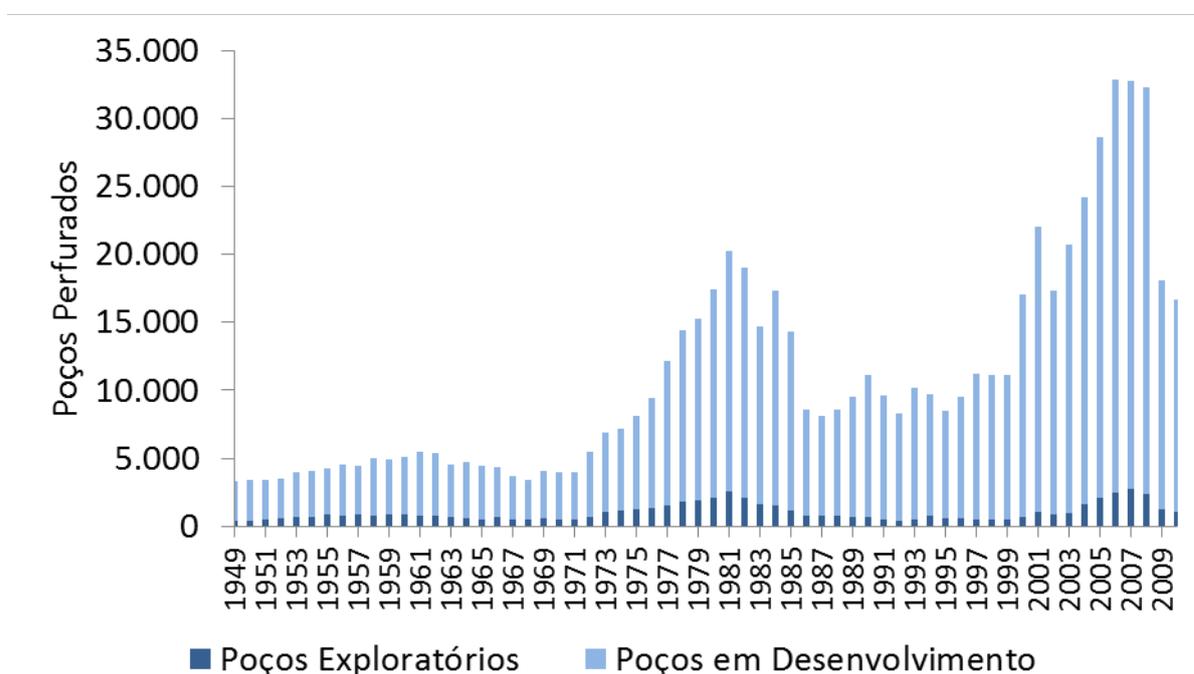
Os Estados Unidos têm uma longa tradição de exploração e produção de gás natural que já abrange um ciclo de mais de 150 anos. O entendimento da geologia associada ao reservatório a ser explorado, como a localização, quantidade de poços e formas de estimulação, é fundamental nas decisões de perfuração.

A acumulação de conhecimento sobre as bacias foi fundamental na medida em que as regiões produtoras de *shale gas* costumam se diferenciar fortemente em termos geológicos, e, conseqüentemente, em questões de produtividade e lucratividade.

A intensa atividade exploratória no país pode ser constatada a partir dos dados do DOE sobre a evolução do número de poços perfurados nos Estados Unidos. Considerando somente os poços de gás natural é possível constatar a tradição de exploração no país, uma vez que o número de poços perfurados passou de 3.363 em 1949 para 32.246 em 2008¹⁹.

A queda da atividade exploratória ocasionada pela crise econômico-financeira de 2008 é representada pela queda acentuada do número de poços perfurados entre 2008 e 2009 que passou de 32.246 para 18.088 – uma redução de 43,9%.

Figura 7 - Número de Poços Perfurados de Gás Natural nos Estados Unidos



Fonte: Elaboração própria a partir de EIA (2015a)

Se fossem considerados poços de gás natural e petróleo, o número em 2010 chegaria a 36.611. Tal dinamismo e eficiência do setor de óleo e gás foram fundamentais para o *boom* dos não convencionais, basicamente por dois motivos. Primeiramente, cabe destacar que geralmente os recursos não convencionais situam-se abaixo dos recursos convencionais, de forma que a

¹⁹ Somente entre 1949 e 1956 o número de poços perfurados nos Estados Unidos já ultrapassa toda a história de exploração do Brasil, que será estudada no próximo capítulo.

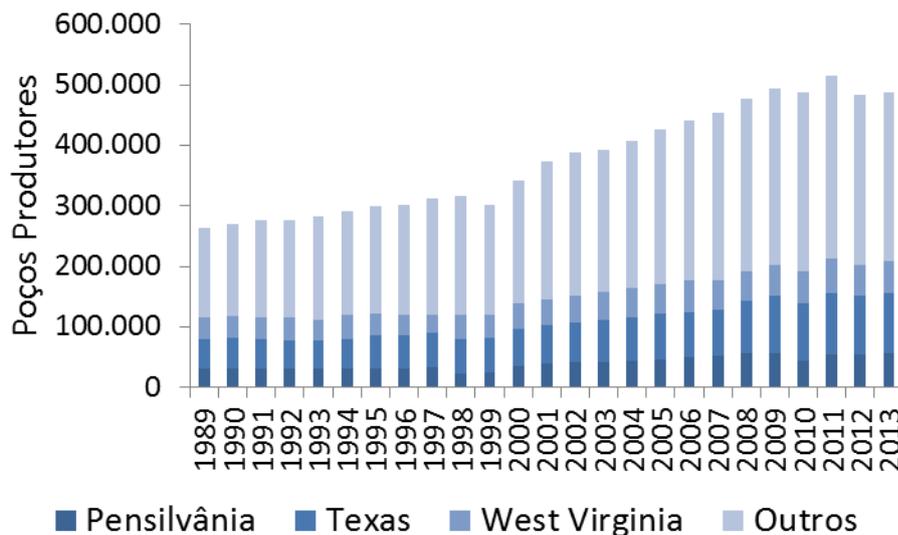
expressiva exploração destes últimos exerceu papel fundamental para a redução do risco geológico das atividades do *upstream* associadas aos recursos não convencionais.

Em segundo lugar, as características da produção do gás não convencional exigem que um número considerável de poços seja perfurado ao mesmo tempo, para garantir a produção em escala comercial. Assim, um histórico de dinamismo exploratório assegura a atratividade econômica dos projetos de E&P do gás não convencional.

A figura 8 mostra o número de poços produtores de gás natural nos Estados Unidos, ao longo dos últimos anos. É interessante ressaltar que existe uma dinâmica de produção considerável de gás natural nos EUA há muitos anos, que intensificou de forma expressiva com o *boom* dos não convencionais, passando de 302.421 poços em 1999 para 514.637 em 2011.

Com relação à intensa participação dos *players Marcellus, Barnett e Haynesville*, a figura 8 agrega a produção pelos estados mais relevantes.

Figura 8 - Número de Poços Produtores de Gás Natural nos Estados Unidos

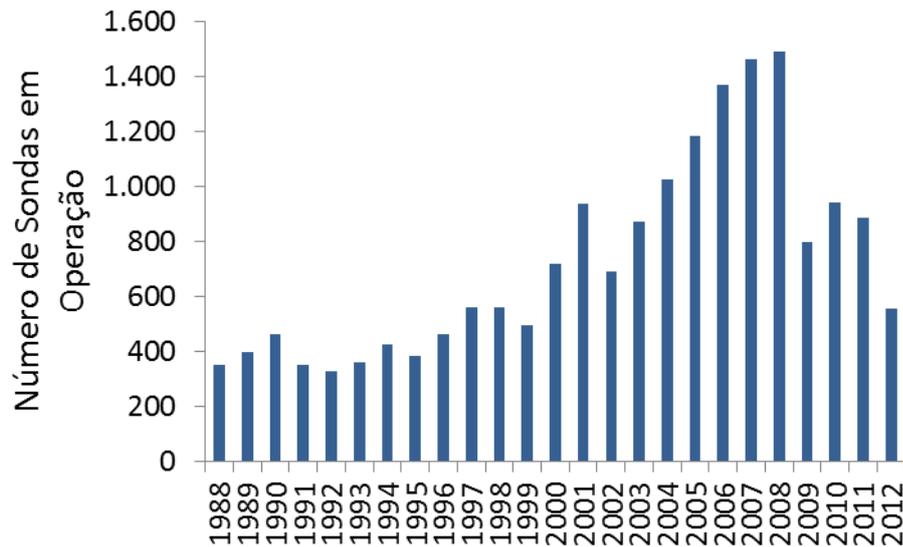


Fonte: Elaboração própria a partir de EIA (2015a)

Finalmente, uma boa medida para representar o conhecimento geológico das áreas é o número de sondas utilizadas. De acordo com GWPC (2009) no final dos anos 1990, somente 40 sondas de perfuração eram capazes de efetuar a perfuração horizontal em bacias *onshore*. Já em maio de 2008, este número cresceu para 518, representando 28% das sondas de perfuração

ativas no país. A figura 9 ilustra a evolução do número de sondas de perfuração nos Estados Unidos desde 1988.

Figura 9 - Número de Sondas Utilizadas nos Poços de Gás Natural



Fonte: Elaboração própria a partir de EIA (2015a)

O número máximo de sondas em operação foi alcançado justamente em 2008, ano representativo do *boom* do *shale gas*. A próxima seção estuda o arcabouço regulatório da indústria do gás não convencional nos Estados Unidos, de forma a retratar a importância da segurança regulatória no desenvolvimento dos recursos no país.

1.4.6 Legislação Ambiental Sólida

As atividades do *upstream* voltadas aos recursos não convencionais, assim como aquelas atividades referentes aos recursos convencionais, são reguladas dentro de um amplo conjunto de regras federais, estaduais e locais que determinam e monitoram cada estágio da exploração e produção dos recursos nas bacias norte-americanas.

Como apresentado na seção 1.2, as bacias sedimentares se diferenciam umas das outras no que tange aos aspectos geológicos e regionais²⁰, de tal forma que cada uma apresenta um desafio operacional/ambiental diferente a ser superado. Neste sentido, o desenvolvimento do *shale gas* nas bacias norte-americanas e a conseqüente maciça utilização das tecnologias de fraturamento hidráulico e perfuração direcional levantou importantes preocupações associadas aos potenciais impactos ambientais ocasionados pela atividade.

Assim, o desenvolvimento de normas padronizadas responsáveis por garantir a segurança das atividades do *upstream*, previamente ao *boom* do gás não convencional, foi fundamental.

Considerações com relação à possibilidade de contaminação dos lençóis freáticos, vazamento dos fluidos injetados, manuseio da água de retorno (*flowback*) durante e após as operações de fraturamento e manutenção da integridade do poço levaram a um esforço maior das autoridades norte americanas no sentido de conceder um aparato regulatório consistente com os potenciais riscos da atividade extrativa.

Neste sentido, uma série de leis federais passou a governar a maior parte dos aspectos ambientais relacionados ao desenvolvimento do gás não convencional. Além da participação federal, demarcada principalmente pelas três leis - *Safe Drinking Water Act*²¹ (SDWA), *Clean Water Act*²² (CWA) e *Clean Air Act*²³ (CAA), as atividades estão sujeitas a uma série de regulamentos estaduais. Vale ressaltar que todas as leis, regulações e permissões que existem para a atividade de E&P do gás convencional, também se aplicam ao gás não convencional,

²⁰ Dentre os fatores específicos de cada região pode-se citar a topologia das bacias, a hidrologia, o clima, as características industriais, a história de desenvolvimento, as estruturais legais dos estados, a densidade populacional e a economia local (GWPC, 2009).

²¹ A *Safe Drinking Water Act* foi aprovada pelo Congresso norte-americano em 1974 a fim de proteger a saúde pública através da regulação sobre a água disponibilizada para consumo humano. A Lei foi retificada em 1986 e 1996 de forma a estender a regulação para todas as fontes de água existentes no país, incluindo os lençóis freáticos.

²² A *Clean Water Act* foi a primeira lei norte americana a regular a poluição da água. Estabelecida em 1948 como Federal Water Pollution Control Act, e retificada em 1972, quando passou a se chamar Clean Water Act, ela possibilitou que a Agência de Proteção Ambiental Norte Americana (EPA) implementasse programas de controle da poluição da água, principalmente associados aos recursos hídricos acima do solo.

²³ A *Clean Air Act* foi estabelecida em 1973 de forma a autorizar que agências federais e estaduais limitassem as emissões de gases poluentes em diferentes processos industriais. A Lei continua sendo objeto de aperfeiçoamentos que visem a manutenção do bem estar da sociedade.

ou seja, antes do *boom* dos recursos não convencionais, já havia uma legislação federal relacionada à segurança da produção.

Entendendo a aplicação destas leis ao desenvolvimento da indústria de gás não convencional, cabe destacar que o *Safe Drinking Water Act* regula a injeção de fluidos associada a exploração e produção do *shale gas*. O *Clean Water Act* regula os distúrbios da água na superfície e o vazamento de água das regiões produtivas. Neste sentido, os operadores precisam se comunicar com as agências locais responsáveis pelas regulações acerca da utilização da água de forma a possibilitar o seu uso eficiente, sem interferir na saúde humana, e, ao mesmo tempo, garantir o atendimento das necessidades da atividade extrativa.

O *Clean Air Act*, por sua vez, limita as emissões de gases no processo de perfuração e produção do gás. Assim, a emissão de gases no processo é controlada e minimizada através de uma combinação de regulações governamentais e estratégias particulares.

A *US Environmental Protection Agency* (EPA) administra grande parte das leis federais. O desenvolvimento em áreas de propriedade do governo federal é gerenciado, primeiramente, pelo BLM (parte do Departamento do Interior) e pelo *US Forest Service* (parte do Departamento da Agricultura). No entanto, vale destacar que as agências federais não são capazes de administrar todos os programas ambientais, de forma que a sua implementação é, muitas vezes, repassada para o nível estadual.

Cada Estado tem pelo menos uma agência reguladora, que além de aprovar a perfuração de poços, de acordo com a sua localização, é responsável pela definição das exigências ambientais e pela garantia da segurança operacional. Assim, muitas das leis federais são implementadas pelos próprios estados dentro de acordos efetuados entre as entidades reguladoras.

O *National Environmental Policy Act* (NEPA) exige que a exploração e produção em terras de propriedade do governo federal sejam inteiramente analisadas no que tange aos possíveis impactos ambientais da atividade. Cada Estado tem a sua versão do NEPA, através da inclusão das especificidades regionais. O NEPA regional passa então a incluir terras estaduais e propriedades privadas.

As agências estaduais não somente aplicam as leis federais, mas também implementam as suas próprias leis. A regulação dos estados com relação as práticas ambientais relacionadas ao desenvolvimento do *shale gas*, normalmente com aprovação federal, tem uma maior capacidade de refletir o caráter específico regional da atividade, do que a regulação no nível federal. Neste sentido, é possível afirmar que as leis estaduais costumam trazer novas atribuições e exigências associadas às práticas ambientais.

Dada a intensidade de utilização de água no processo de fraturamento hidráulico e frente aos desafios com relação à disponibilidade e à forma de utilização da água, algumas medidas regionais foram necessárias a fim de permitir o avanço do desenvolvimento do *shale gas*, e, ao mesmo tempo, garantir que o fornecimento do recurso natural não ficasse comprometido. Ou seja, além da regulação federal e estadual, alguns procedimentos estão submetidos à regulação local.

Como visto, a questão chave para o desenvolvimento do *shale gas* nos EUA foi a eficiência de custos proporcionada pela ampla utilização, e combinação das técnicas de fraturamento hidráulico e perfuração horizontal. Assim, a implementação de práticas legais de proteção ambiental foi fundamental para promover o desenvolvimento do *shale gas* em áreas até então inacessíveis.

A relação de contratação estritamente privada nos Estados Unidos, associada à existência de um aparato regulatório/ambiental sofisticado e eficiente, possibilitou que as companhias atuassem de uma forma mais ousada. Em outras palavras, sendo o custo de entrada e saída no mercado muito baixo, há uma menor preocupação das companhias no que tange à sua capacidade de produção em prazos mais longos, com maiores incertezas econômicas.

1.4.7 Formas de Monetização do Gás Não Convencional

Nos Estados Unidos, a existência de uma infraestrutura de transporte e distribuição do gás natural bem desenvolvida e liberalizada foi fundamental para estimular os investimentos sobre as atividades de E&P do gás não convencional.

O contexto da liberalização da infraestrutura de transporte se iniciou no final dos anos 1980 e início dos 1990, quando o *Federal Energy Regulatory Commission*²⁴ implementou uma série de reformas de livre acesso, com o objetivo de gerar uma maior competitividade e eficiência ao longo da cadeia da indústria do gás natural norte-americana.

Estas reformas objetivavam separar as atividades de produção e comercialização da atividade de transporte de gás natural. As atividades de produção e consumo do gás natural envolve muitos compradores e vendedores por um produto homogêneo. Serviços de gasodutos de transporte, por outro lado, eram altamente concentrados e então precisariam de algum arcabouço regulatório.

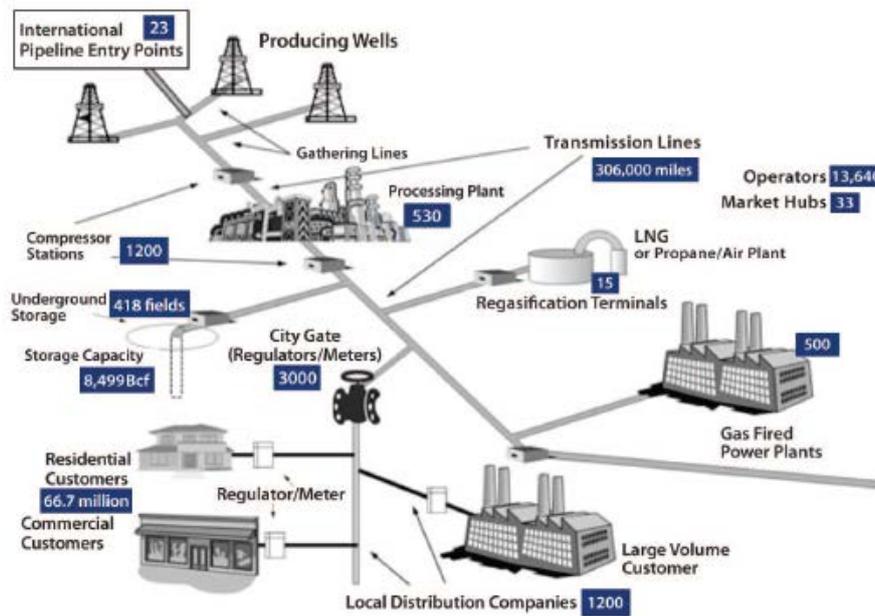
A atuação da FERC, então, buscou garantir o livre acesso para todos os participantes do mercado em uma base não discriminatória (CUDDINGTON e WANG, 2006). Através do estímulo à competição entre os produtores e os transportadores de gás, a agência busca criar um mercado “nacional” em escopo e eficiente no que tange à alocação de recursos.

Ao regular os gasodutos como se fossem mercados e instituir o livre acesso aos transportadores, a FERC foi capaz de aperfeiçoar a estrutura competitiva da indústria do gás natural, ao mesmo tempo em que manteve a qualidade do serviço em níveis desejáveis.

A figura 10 mostra como a relação entre produtores e consumidores, se desenvolveu dentro de um sistema maduro e robusto.

Figura 10 - Infraestrutura do Gás Natural nos Estados Unidos

²⁴ O FERC regula a construção de gasodutos interestaduais, enquanto os estados regulam a construção de gasodutos intra estaduais.



Fonte: MIT (2011)

Cabe ressaltar que o avanço do processo de livre acesso aos gasodutos interestaduais é explicado pela emergência do mercado *spot* associado ao gás natural.

Através do mercado *spot*, um determinado número de agentes compra o gás diretamente dos vendedores em um curto espaço de tempo. A participação do volume comercializado no mercado *spot* sobre o total do gás consumido nos EUA aumentou rapidamente de 5% em 1983 para mais de 70% entre 1987 – 1988 (CUDDINGTON e WANG, 2006).

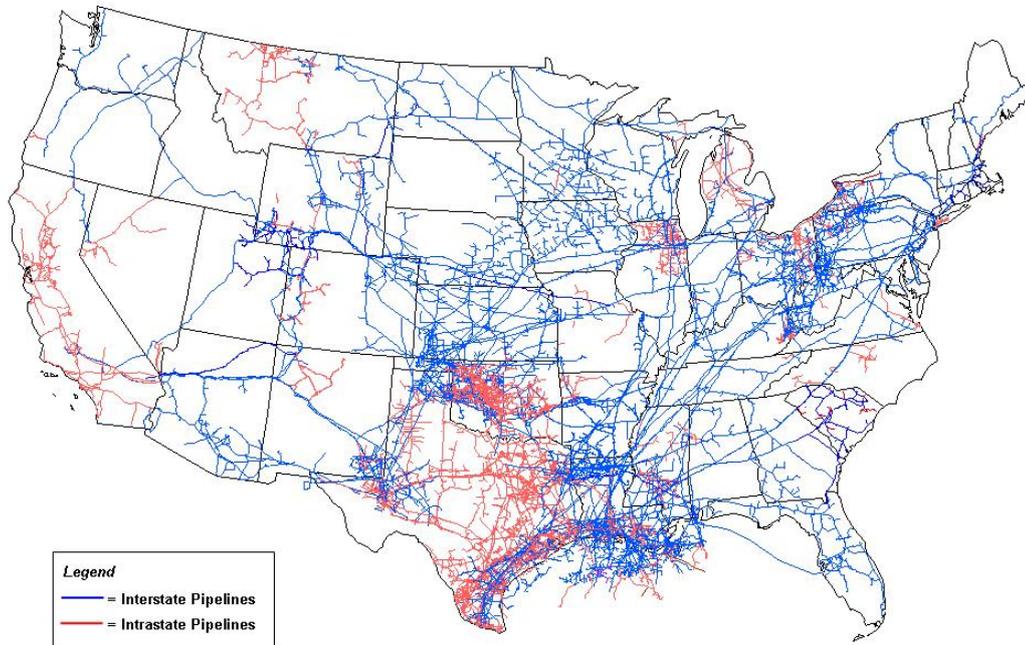
Ainda segundo os autores, em 1986 existiam aproximadamente 50 companhias que compravam o gás para revenda. Este número chegou a 350 em 1991 e estabilizou em 260 em 1995.

Segundo STEVENS (2010), o acesso às redes de transporte nos Estados Unidos é simples e com custo reduzido. Além disso, as principais áreas de exploração do gás não convencional estão localizadas em regiões bem próximas aos centros consumidores ou em regiões que já dispunham de intensa malha de transporte.

A figura 11 exibe a malha de gasodutos do país e as principais áreas de exploração de *shale gas*. Antes da construção do gasoduto REX, o transporte de gás natural fora da região Rockies era muito limitada. De acordo com MIT (2011), o gasoduto REX foi responsável pelo maior

aumento de capacidade no sistema de gasodutos dos EUA entre 2005 e 2008, ligando os produtores do oeste americano para os consumidores do leste.

Figura 11 – Mapa de Gasodutos nos Estados Unidos



Source: Energy Information Administration, Office of Oil & Gas, Natural Gas Division, Gas Transportation Information System

Fonte: EIA (2009)

Apesar da abrangência da malha de transporte, a expansão da produção no campo de *Marcellus* acabou levando a maiores investimentos na infraestrutura de transporte americana. De acordo com MIT (2011), considerando-se as estimativas oficiais para expansão da produção e da demanda, estima-se que serão necessárias de 48 mil a 96 mil km adicionais de gasodutos de transporte e de rede de distribuição. Ademais, serão necessárias capacidades adicionais de estocagem de 370 bilhões de m³ a 600 bilhões de m³, além de investimentos em capacidade de processamento de gás.

Desta forma, ainda existem muitas agências federais e estaduais envolvidas no processo do desenvolvimento da infraestrutura de transporte dos EUA²⁵:

Entre 2005 e 2008, o aumento da capacidade de transporte nos EUA alcançou 2,3 bilhões de m³ por dia, superando o aumento do período imediatamente anterior em quase 100%. Somente no ano de 2008 a capacidade adicionada superou todo o aumento realizado entre 1998 e 2002 (MIT, 2011, p. 136).

Além da infraestrutura de transporte altamente desenvolvida, os produtores de gás não convencional, assim como os de gás convencional, podem monetizar o gás através da realização de contratos no mercado financeiro.

Estes contratos de gás, assim como qualquer produto financeiro, podem tomar as seguintes formas: (i) mercado *spot*; (ii) mercado a termo; e (iii) mercado futuro.

O preço que é usado como base nos contratos futuros negociados na bolsa de valores de Nova York não é o preço regional, mas sim o preço do gás no *Henry Hub* (Louisiana). A diferença entre os preços locais e o *Henry Hub* reflete o custo de transporte entre os estados norte-americanos. Quanto menor esta diferença, menores os gargalos de infraestrutura do país²⁶.

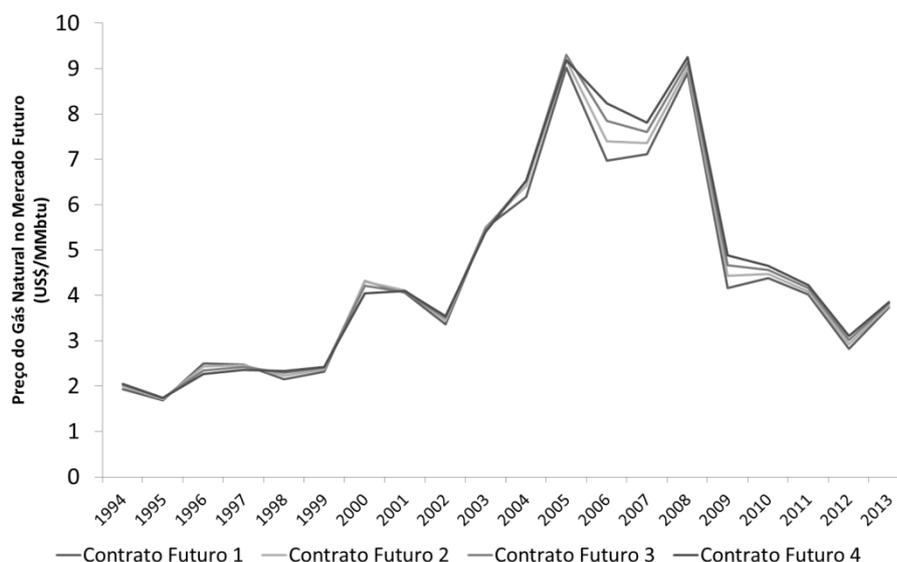
A figura 12 resume os preços utilizados nos contratos futuros de gás natural, conforme os dados publicados pelo DOE. Tradicionalmente os preços futuros são utilizados para monetizar a entrega de uma determinada quantidade de uma commodity em uma específica data futura.

O contrato futuro 1 especifica o dia inicial de entrega do gás. Os contratos 2, 3 e 4, representam as datas sucessivas de entrega após a expiração do Contrato Futuro 1.

²⁵ EPA, Fish and Wildlife Service, Office of Pipeline Safety do Departamento dos Transportes (MIT, 2011).

²⁶ Sabendo-se que a produção na região de *Marcellus* é favorecida pela proximidade com os centros de consumo, o preço praticado nesta região é o que mais se aproxima do *Henry Hub*, já que evita custos com transporte.

Figura 12 - Preço do Gás Natural nos Contratos Futuros



Fonte: Elaboração própria a partir de EIA (2015a)

A próxima seção apresenta a evolução do preço do gás. É possível observar que o preço no contrato futuro (figura 12) acompanha o preço no mercado *spot* - *Henry Hub*, conforme as especificações dos contratos.

Neste sentido, além da extensa malha de gasodutos presente nos Estados Unidos, o país conta com um mercado secundário voltado para a comercialização financeira do gás natural bem desenvolvido, de forma a mitigar riscos e incertezas encarados pelos investidores do *upstream*.

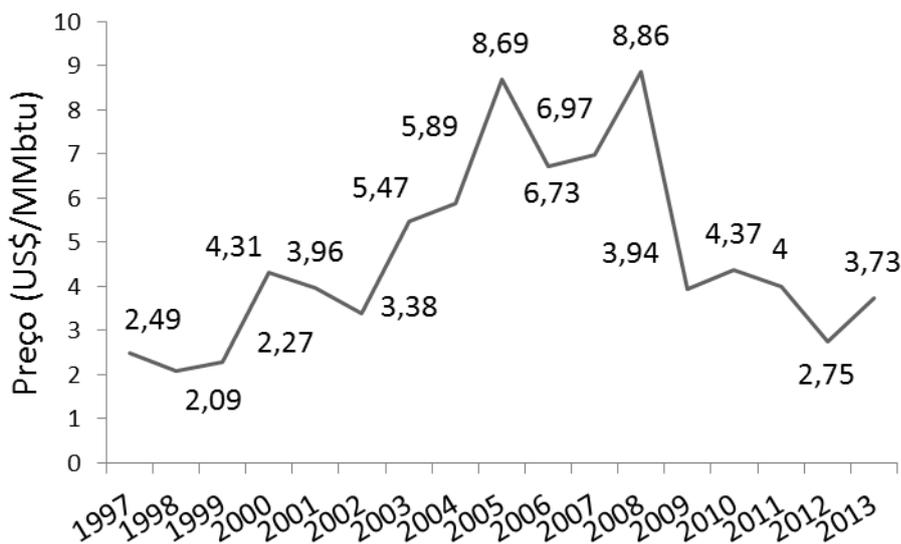
1.4.8 Preço do Gás Natural

Além do cenário favorável na indústria de gás norte americana, os recursos não convencionais puderam se desenvolver em um ambiente de altos preços do gás natural.

Sabendo-se que os movimentos de oferta e demanda causam oscilações nos preços ao redor de certa tendência, que é determinada pela evolução dos custos, é possível concluir que o esgotamento das reservas de gás convencional aliada ao aquecimento da economia norte americana, foram ingredientes importantes no cenário de preços altos da década de 2000.

A figura 13 retrata a evolução do preço do gás natural no mercado spot, nos últimos anos. É visível o aumento na década de 2000, em que o preço no mercado spot chegou a US\$ 8,8/MMbtu em 2008.

Figura 13 - Comportamento do preço do gás natural no *Henry Hub* (1997 – 2014)



Fonte: Elaboração própria a partir de EIA (2015a)²⁷

Apesar da manutenção em patamares elevados até a crise de 2008, a Figura 13 mostra a queda brusca do preço do gás natural no Henry Hub norte-americano, chegando em US\$ 2,75/MMBTU em 2012. Segundo Wyman (2012) além dos próprios efeitos da crise econômica caracterizados pela natural redução de demanda, o país passou por um inverno não tão rigoroso no ano de 2012, reduzindo a necessidade do insumo para aquecimento. A oferta, por outro lado, seguiu na tendência oposta da redução de demanda, em especial pelo boom dos recursos não convencionais, gerando desequilíbrio no mercado e levando a despencada do preço nos anos subsequentes.

Conforme estudado anteriormente, as características dos contratos de *leasing* (“*use it or lose it*”) e dos instrumentos financeiros utilizados para levantar recursos para a atividade (“*joint*

²⁷ O Departamento de Energia norte-americano disponibiliza os valores diários para os preços praticados no mercado *spot*.

venture cash and carry”) fazem com que as companhias independentes fiquem impossibilitadas de restringir a oferta de gás em cenários de queda do preço.

Isto explica o recente descolamento do preço do gás em relação ao preço do óleo. De acordo com Lage (2013):

Caso a produção consiga se manter em um custo na faixa de US\$3 a US\$8/MMbtu, o movimento recente de queda de preços parece estrutural. Caso contrário, se a produção se reduza por inviabilidade de custos, os preços tenderão a aumentar, caracterizando um movimento cíclico (LAGE, 2013).

Finalmente, a necessidade de investimentos em infraestrutura de escoamento, conforme mostrado na seção acima, pode vir a aumentar o custo do gás nos EUA, de forma a pressionar o nível de preços nos próximos anos.

1.5 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Este capítulo mostrou que a história americana de exploração *onshore* é muito conhecida pelo processo contínuo de tentativa e erro, facilitado pela forma de divisão dos direitos sobre os minerais. A ausência do Estado nos termos contratuais acarreta em enorme dinâmica exploratória, de forma que, segundo os dados do DOE somente em 2010 foram perfurados mais de 36 mil poços, número muito maior do que o número de poços que já foram perfurados em toda a história de exploração do Brasil – que, como será visto no capítulo 2, está em torno de 28 mil poços.

O estudo mostra então que um conjunto de fatores, como os incentivos do governo norte americano, o mercado de *equity capital* bem sólido, a infraestrutura de transporte abrangente, a disponibilidade de um mercado de bens, serviços e tecnologia sofisticado e os altos patamares do preço do gás natural ao longo da década de 2000, foram os componentes principais do conhecido “*boom* dos não convencionais”.

Logo, é possível concluir que o ambiente de negócios favorável no mercado norte americano possibilitou que as companhias dedicassem seus esforços para a redução de custos, na medida

em que não se mostra necessária uma preocupação muito relevante com relação aos fatores externos à firma.

Como parte dos esforços de redução de custos, alguns dos maiores operadores norte-americanos atuam no sentido de uma maior integração vertical ao longo da cadeia de valor do gás natural:

Os grandes operadores estão explorando outras formas de aprimorar o seu modelo de negócios a fim de melhorar a eficiência produtiva, fomentar a demanda de longo prazo e prevenir que a margem dos provedores de serviços seja prejudicada. O modelo de negócios visa, então, um maior controle de toda a cadeia de valor do gás não convencional, e a busca pela redução de custos aparece como o componente central no aperfeiçoamento do modelo de negócios das companhias americanas (WYMAN, 2012).

A partir deste cenário, fica evidente que o modelo de negócios empregado pelas companhias de O&G norte-americanas não será o mesmo para aquelas interessadas no desenvolvimento destes recursos em outro país, com características regulatórias, econômicas e estruturais totalmente diferentes.

No entanto, a constatação de que o negócio do *shale gas* envolve uma série de condições, como o acesso a terra, a geologia, a infraestrutura não só de gasodutos, mas também de estradas para acesso aos poços, a disponibilidade de água, a qualidade dos recursos financeiros disponíveis, entre os demais fatores analisados neste capítulo, evidencia a necessidade de um esforço maior por parte dos países que não os Estados Unidos, que seja capaz de trazer factibilidade para os investimentos empresariais, através da viabilidade econômica e atratividade dos projetos.

Assim, este capítulo, ao levantar os principais fatores responsáveis pela revolução energética norte-americana, foi utilizado como uma base para o modelo financeiro a ser desenvolvido no capítulo 3. Apesar da análise do fluxo de caixa estudar especificamente o ambiente brasileiro, é crucial este primeiro estudo em um país que os recursos não convencionais tiveram sucesso, para que seja possível conduzir o estudo de maneira eficiente, e destacar em quais dimensões o Brasil mais se diferencia do ambiente norte-americano.

Finalmente, as consequências positivas para a economia norte-americana, através da geração de emprego e renda para a população local, consistem nas maiores motivações deste trabalho. Os dados de recursos recuperáveis de gás não convencional no Brasil caracterizam um potencial a ser reproduzido, caso determinadas circunstâncias sejam atendidas.

Apesar das dificuldades de replicação do sucesso norte-americano, um fator importante a ser levado para os outros países, como o Brasil, é que o estado da arte no gás não convencional, após o *boom* do *shale gas* nos EUA, já é bem mais favorável do que aquele encarado pelas primeiras companhias envolvidas no business dos recursos não convencionais.

O próximo capítulo estudará o arcabouço regulatório e econômico brasileiro, considerando-se a possibilidade de se produzir gás não convencional no Brasil. A identificação dos fatores que impactam o custo da atividade, preço do gás e o estudo das possibilidades de monetização do gás no Brasil, é fundamental para que seja possível estruturar o modelo financeiro de viabilidade econômica do gás não convencional, a ser desenvolvido na sequência.

CAPÍTULO II - O AMBIENTE REGULATÓRIO E ECONÔMICO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BRASILEIRA

A produção de gás natural no Brasil apresentou uma média de 87,4 MMm³/dia em 2014, contra 77,2 MMm³/dia em 2013 (MME, 2015). Apesar do aumento na produção doméstica, o país tem apresentado uma dependência internacional cada vez mais relevante.

Ainda de acordo com os dados publicados pelo Ministério, entre 2013 e 2014, a importação brasileira de gás natural, seja da Bolívia, através do GASBOL, seja de outros países via GNL, cresceu 13,9%.

Mesmo diante da queda da atividade econômica, este resultado é explicado pelo aumento do consumo doméstico de gás natural, provocado, especialmente, pelo aumento do consumo nas termoelétricas (+21,7% entre 2013 e 2014). Desde 2012, o Brasil vivencia uma crise energética preocupante, que, em diversas dimensões, comprova as dificuldades do planejamento nacional em organizar o sistema elétrico de forma eficiente.

As dificuldades de licenciamento ambiental associadas aos grandes reservatórios das hidroelétricas e as determinações sobre as novas usinas hídricas – construções à fio d'água, comprometem a capacidade do sistema em controlar a intermitência deste tipo de geração. Desta forma, a tradicional fonte de *back-up* do sistema – as termoelétricas, vêm sendo despachadas de forma mais frequente, com o intuito de preservar a segurança do abastecimento nacional.

Em contraposição ao aumento da vulnerabilidade internacional, desencadeada pela alta do consumo doméstico, o Brasil possui expressivo potencial de produção de gás natural, tanto convencional, quanto não convencional. O *ranking* do Departamento de Energia Norte-Americano (EIA, 2013) colocou o Brasil em décimo lugar entre os países com maiores volumes de recursos tecnicamente recuperáveis de *shale gas* do mundo.

No entanto, cabe destacar que tal estimativa se baseia em analogias com bacias produtoras norte-americanas, com conhecimento geológico muito superior àquele existente para as bacias sedimentares brasileiras.

Somente como forma de ilustração, mesmo considerando o ambiente *onshore* e *offshore*, os dados do BDEP²⁸ (ANP, 2015) mostram que, em toda a história de exploração da indústria de petróleo e gás natural brasileira, foram perfurados 28.580 poços. Este é um número menor do que o número de poços perfurados somente no ano de 2010 nos Estados Unidos – o qual, segundo os dados do Departamento Norte-Americano de Energia (EIA, 2015a), corresponde a 36.611 poços.

Além do pouco conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras, o volume total de gás natural produzido no mercado doméstico, contabilizando bacias *onshore* e *offshore*, e a produção de gás associado e não associado ao petróleo, está concentrado em dez concessionárias²⁹, sendo que, em abril de 2015, a Petrobras respondeu por 81,8% da produção total. Esta característica herdada do monopólio da Petrobras coloca o Brasil em condições precárias de competitividade e eficiência, bem diferentes daquelas condições favoráveis na estrutura industrial observada nos Estados Unidos.

Dado este cenário, e o entendimento da Revolução Energética norte-americana estudada no capítulo 1, este capítulo tratará do ambiente de negócios associado ao hipotético desenvolvimento do gás natural não convencional no Brasil. Este estudo servirá de pano de fundo para o modelo de avaliação econômico-financeira a ser desenvolvido no capítulo 3, de forma a explicar como ambientes de negócios diferentes exigem modelos de negócios específicos, impedindo a replicação automática de modelos norte-americanos.

Com o objetivo de entender o ambiente de negócios associado ao *upstream* nacional, e identificar como tal ambiente condiciona o modelo a ser desenvolvido no próximo capítulo, primeiramente será feito um estudo sobre as principais bacias sedimentares brasileiras com potencial para produção de gás, em especial, o gás não convencional. O pouco conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras, representado aqui pela evolução das reservas

²⁸ O BDEP foi criado em maio de 2000 e consiste no maior repositório nacional de dados e informações sobre o *upstream* brasileiro, sendo comparado a padrões internacionais. Os processos do BDEP vieram ganhando, ao longo destes últimos anos, importante automação de maneira a possibilitar o gerenciamento de um volume considerável de dados de forma segura e confiável.

²⁹ Parnaíba Gás Natural (5,4%), Queiroz Galvão (2,6%), BG Brasil (2,57%), BPMB Parnaíba (1,8%), Repsol Sinopec (1,5%), Shell Brasil (1,1%), Petrogal Brasil (0,6%), Brasoil Manati (0,6%) e Rio das Contas (0,3%).

provadas, produção de gás natural, e número de poços perfurados, consiste em um componente adverso no desenvolvimento dos modelos de negócios das companhias.

A segunda seção é responsável por apresentar o arcabouço regulatório da indústria de gás natural brasileira, com ênfase nas atividades de E&P. O estudo se inicia com uma abordagem descritiva, estruturando as etapas do processo regulatório que os potenciais investidores do *upstream* precisam enfrentar. Assim, serão discutidos os contratos de concessão, as questões regulatórias e tributárias da indústria de petróleo e gás brasileira. Com a finalidade de se entender a forma de acesso aos recursos no Brasil, é feito um resumo das rodadas de licitações promovidas pela ANP, desde a abertura do monopólio da indústria nacional de petróleo e gás natural.

Na seção 3 é tratada a questão do licenciamento ambiental, mostrando como a burocratização dos processos de licenciamento e a dificuldade de acesso aos recursos, mesmo após a vitória nas rodadas de licitação, aumentam as incertezas enfrentadas pelo investidor.

A seção 4 trata da estrutura da indústria de gás natural no Brasil. As incertezas regulatórias e o custo dos projetos do *upstream* se refletem na estrutura industrial brasileira, composta, em sua maior parte, pela figura da Petrobras.

Na seção 5 será feita uma análise das formas de monetização do gás natural no Brasil. As diferenças com relação aos Estados Unidos ficam bem claras, quando, por exemplo, o gargalo da infraestrutura de gasodutos no Brasil é bem entendido.

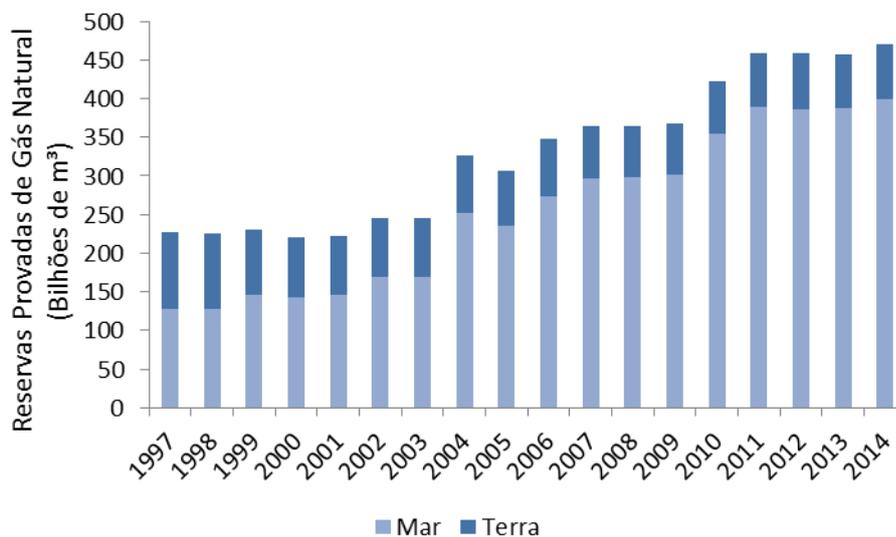
Por fim, serão apresentadas as conclusões do capítulo, com o intuito de se confirmar a hipótese inicial de que o ambiente de negócios brasileiro exige a formulação de um determinado modelo de negócios que contemple as especificidades regulatórias e econômicas do país.

2.1 CONHECIMENTO GEOLÓGICO DAS BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS

O pouco conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras afasta o país das possibilidades associadas aos recursos não convencionais, dado o perfil de investimento

necessário para este tipo de atividade. As figuras a seguir retratam a evolução das reservas provadas e da produção de gás natural nas bacias sedimentares brasileiras, na medida em que consistem em uma ferramenta de análise da evolução da atividade exploratória no país.

Figura 14 - Reservas Provadas de Gás Natural (1997 – 2014)

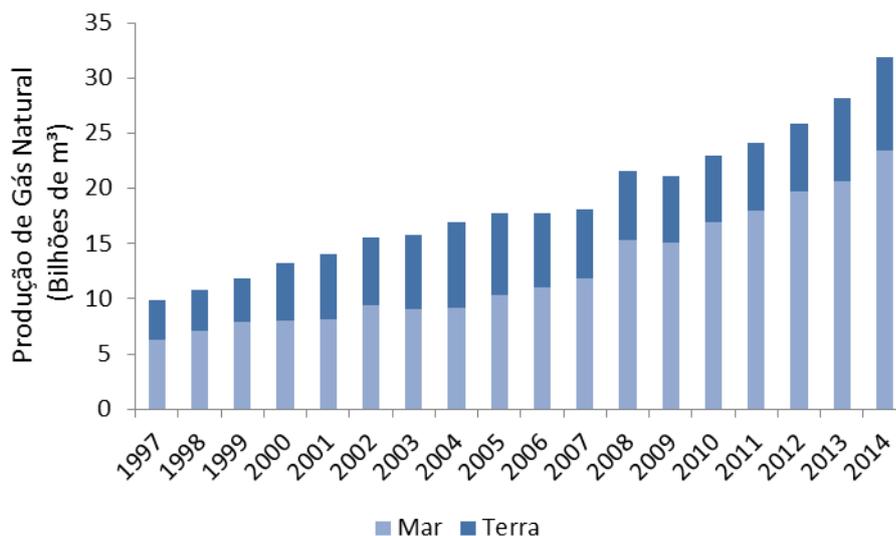


Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2015)

Apesar da atividade exploratória no Brasil estar muito abaixo daquela observada nos Estados Unidos, as características geológicas brasileiras apontam para uma importante potencialidade de se produzir gás natural, principalmente nas bacias terrestres brasileiras, onde as condições de movimentação do gás são relativamente mais simples do que o escoamento do hidrocarboneto produzido em alto – mar.

É possível observar que o período de cinco anos sem rodadas de licitação (2008 – 2013) comprometeu a atividade exploratória do país, com forte potencial de desenvolvimento.

Figura 15 - Produção de Gás Natural no Brasil (1997 – 2014)



Fonte: Elaboração Própria a partir de ANP (2015)

De acordo com o estudo do Departamento Norte – Americano de Energia (EIA, 2013), das dezoito bacias sedimentares com alto potencial, três se destacam pelo maior volume de informações geológicas e pela maior capacidade de produção de gás não convencional: Paraná, Solimões e Amazonas.

No entanto, os dados com relação ao potencial para produção de gás não convencional ainda são muito escassos e dependem dos comprometimentos das autoridades do setor com relação ao aumento das pesquisas geológicas e incremento da atividade exploratória no Brasil.

Vale destacar que no caso da Bacia do Amazonas e Solimões, as questões ambientais tem uma maior representatividade, podendo limitar a capacidade de produção de recursos não convencionais nessas áreas. Além disso, a dificuldade de construção de gasodutos de transporte nestas regiões compromete o escoamento do insumo para os centros de consumo.

Segundo ANP (2012), é possível fazer uma analogia das bacias do Parnaíba, Parecis e Recôncavo com as formações geológicas do *player* norte-americano *Barnett Shale*, localizado na Bacia de *Fort Worth*, Texas. As estimativas para os volumes tecnicamente recuperáveis de *shale gas* nestas bacias brasileiras foram feitas, então, acreditando-se nas similaridades

associadas à profundidade dos reservatórios e características das rochas geradoras de hidrocarbonetos não convencionais.

Através desta analogia, a Bacia do Parnaíba teria um volume de recursos tecnicamente recuperáveis de *shale gas* igual a 1,8 trilhões de m³, e as Bacias do Parecis e Recôncavo teriam de 3,5 e 0,6 trilhões de m³, respectivamente, totalizando cerca de 6 trilhões de m³ de capacidade de recuperação do *shale gas* somente nestas três bacias brasileiras.

Segundo EIA (2013), a colocação do Brasil em décimo lugar se dá particularmente pelo potencial de produção na Bacia do Paraná. O estudo estima que existem cerca de 7 trilhões de m³ de recursos tecnicamente recuperáveis de *shale gas* no país.

Tais análises retratam o potencial para produção de gás natural nas bacias sedimentares brasileiras, mostrando que a potencialidade do país vai além das Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo que delimitam o famoso polígono do pré-sal.

Na Bacia do Paraná apesar de já terem sido perfurados 109 poços, entre os 16 blocos arrematados na 12^a Rodada, 11 estão sob ação judicial. Os dados do Anuário Estatístico da ANP mostram que em dezembro de 2014, havia somente um bloco na etapa de desenvolvimento, operado pela Petrobras, e nenhum na fase de produção de hidrocarbonetos.

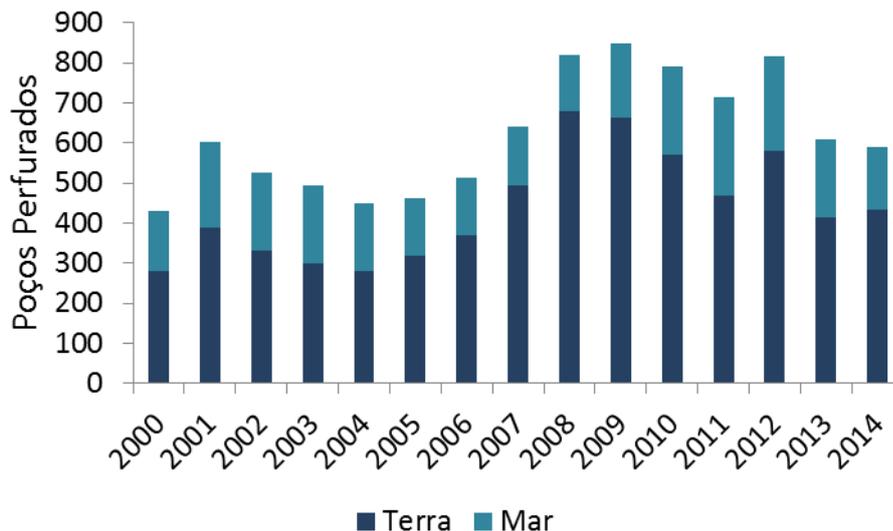
Na Bacia do Parnaíba foram perfurados somente 72 poços no total, corroborando a hipótese do trabalho, de que apesar de grande potencial para produção de gás natural nas bacias terrestres brasileiras, pouco esforço exploratório é realizado.

A figura 16 retrata o modesto esforço exploratório na indústria brasileira de gás natural. Apesar do maior número de poços nas bacias sedimentares terrestres, as maiores descobertas na região do pré-sal vem direcionando as atividades e os investimentos para as bacias marítimas.

É importante ressaltar que, conforme será visto no próximo capítulo, o perfil de produção de hidrocarbonetos não convencionais, exige uma dinâmica de perfuração constante para a manutenção da produção em níveis comerciais, indo contra a tendência e o histórico de perfuração de poços no mercado brasileiro.

A figura mostra que, se por um lado entre 2004 e 2008, a atividade de exploração em terra seguia tendência de alta, a partir de 2009 constata-se uma redução do número de poços perfurados, chegando a 414 poços em 2013, contra o máximo de 678 poços em 2008.

Figura 16 - Número de Poços Perfurados no Brasil (2000 - 2014)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2015)

Além do maior volume de investimentos necessário, e do risco geológico, os riscos “acima do solo” configuram um importante entrave ao desenvolvimento do gás não convencional no Brasil. Entre os riscos que vão além da geologia dos reservatórios, o risco regulatório e a burocratização em torno do processo de licenciamento ambiental, bem como a questão da infraestrutura de transporte do gás se destacam, e serão objeto de estudo das próximas seções.

2.1.1 Parnaíba Gás Natural

No contexto das bacias sedimentares brasileiras com potencial para produção de recursos não convencionais, é importante citar a Bacia do Parnaíba no Maranhão, em que a produção de gás natural vem sendo desenvolvida pela Parnaíba Gás Natural, ex- OGX Maranhão, que, inclusive realizou estudos sobre a possibilidade de produção de gás não convencional.

O entendimento de que o Brasil não conta com uma infraestrutura de transporte do gás natural bem desenvolvida fez com que a Parnaíba Gás Natural optasse por um projeto integrado, em que há a construção de uma termelétrica na boca do poço de produção do gás, nos moldes do modelo a ser desenvolvido no próximo capítulo.

A Parnaíba Gás Natural é a 2ª maior produtora de gás natural no Brasil, e em 2015 apresentou uma produção média de 4,9 milhões de m³/dia de gás natural. A empresa opera em sete campos e sete blocos exploratórios, com área total de aproximadamente 7 mil km².

O modelo de E&P da companhia é um caso de sucesso no mercado brasileiro. Além de atuar no segmento de exploração, realizando atividades sísmicas, a empresa desenvolve e produz hidrocarbonetos nas regiões produtoras. Após a declaração de comercialidade das áreas, o gás extraído é transportado até a Unidade de Tratamento do Gás (UTG), e então segue para o Complexo Termelétrico do Parnaíba.

O Complexo Termelétrico do Parnaíba é operado pela ENEVA e foi inaugurado pelo então Ministro de Minas e Energia, Edison Lobão, no dia 07.11.2013. O Complexo é formado por quatro usinas termelétricas a gás natural: (i) Parnaíba I (676 MW); (ii) Parnaíba II (518 MW); (iii) Parnaíba III (169 MW); e (iv) Parnaíba IV (56 MW), somando um total de 1,4 GW de capacidade instalada.

A Parnaíba Gás Natural se destacou entre as empresas vencedoras da 13ª Rodada de Licitações realizada pela ANP no dia 07 de outubro de 2015, no Rio de Janeiro. Conforme os resultados da rodada, a empresa arrematou todos os blocos aos quais apresentou ofertas. O investimento mínimo previsto da PGN – R\$ 69 milhões, foi o maior entre as 17 vencedoras do certame.³⁰

A exploração e produção de gás natural na Bacia do Parnaíba vêm contribuindo com o desenvolvimento econômico do Estado do Maranhão, seja através das oportunidades que surgem nas atividades envolvidas, seja através da arrecadação de tributos pelo Estado (ENEVA, 2015).

³⁰ Cabe destacar que o maior comprometimento financeiro foi feito pela Queiroz Galvão, que apesar de apresentar um investimento mínimo previsto de R\$ 36,6 milhões, ofertou um Bônus de Assinatura no montante de R\$ 100 milhões.

2.2 ARCABOUÇO REGULATÓRIO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

2.2.1 Acesso aos Recursos

No Brasil, o Estado é tradicionalmente o detentor dos direitos de propriedade sobre qualquer hidrocarboneto encontrado no subsolo do país. De acordo com as leis brasileiras, as atividades de E&P de petróleo e gás natural podem assumir o formato de Concessão, Partilha de Produção e Cessão Onerosa. Neste trabalho será estudado o modelo de concessão, uma vez que este é o aparato regulatório que estaria por traz da produção de gás não convencional nas bacias terrestres brasileiras.

A Lei nº 2.004 de 1953 instituiu o monopólio da União na exploração, produção, refino e transporte do petróleo no Brasil, criando, assim, a figura da Petrobras. Tal consolidação institucional seguiu a tendência de grandes economias globais, com organização industrial focada na grande escala produtiva e integração vertical.

Apesar da importância da criação da Petrobras, no sentido de consolidar uma indústria de petróleo moderna no mercado brasileiro, os movimentos liberalizantes no setor energético, e a crise financeira do Estado brasileiro nas décadas de 1980 e 1990, colocava em pauta a importância de uma reestruturação do setor.

A configuração da indústria nacional de petróleo começou a se transformar a partir de 1997. A Lei nº 9.478 de 1997, conhecida como a Lei do Petróleo, buscou, dentre outros objetivos fundamentais, conferir uma maior competitividade às atividades de exploração e produção, através da determinação do regime de concessão para estas atividades. Na medida em que a Petrobras já não devia ser mais considerada uma empresa em estágio inicial, quando era extremamente relevante um modelo que lhe suportasse financeira e economicamente, a partir de agosto de 1997, esta passou a ser tratada como qualquer outro concessionário na disputa realizada nas rodadas de licitações.

Foi criada então a Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), com a finalidade de se garantir o equilíbrio econômico-financeiro dos agentes e, ao mesmo, tempo, promover o bem estar da sociedade. As rodadas de licitação são promovidas pela ANP que

identifica as estruturas com potenciais exploratórios e estima os recursos presentes nas áreas a serem licitadas, com base na avaliação geológica feita a partir de dados disponíveis no BDEP.

A tabela a seguir ilustra o processo de abertura do setor de petróleo e gás brasileiro, a partir dos resultados das rodadas de licitação promovidas pela ANP. Cabe destacar que a Rodada 0 representou o período de transição para o mercado competitivo, quando a ANP assinou com a Petrobras 397 contratos de concessão, referentes a 115 blocos exploratórios, 51 para áreas de desenvolvimento e 231 campos de produção (ANP, 2015).

Tabela 1- Resultados das Rodadas de Licitação no Brasil

Rodada de Licitação	1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
Ano	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2007	2008	2013	2013
Blocos Ofertados	27	23	53	54	908	913	1134	271	130	289	240
Blocos Arrematados	12	21	34	21	101	154	251	117	54	142	72
Empresas interessadas**	58	49	46	35	18	30	52	74	52	72	26
Empresas habilitadas	38	44	42	29	12	24	44	61	40	64	21
Empresas vencedoras	11	16	22	14	6	19	30	36	17	30	12
Vencedoras nacionais	1	4	4	4	2	7	14	20	12	12	8
Vencedoras estrangeiras	10	12	18	10	4	12	16	16	5	18	4
Novos Operadores	6	6	8	5	1	1	6	11	2	6	1
Programa Exploratório Mínimo (R\$ milhões)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	364	2.047	1.797	1.367	611	6.902	504
Bônus de Assinatura (R\$ milhões)	322	468	595	92	27	665	1.085	2.102	80	2.480	154

*A Rodada 8 estava programada para ocorrer em 2006 mas durante a apresentação das ofertas a licitação foi suspensa por força de liminar judicial. De acordo com ANP, até o momento da suspensão, dois setores já haviam recebido ofertas (58 blocos do total de 284 blocos da Rodada). As taxas de participação e garantias de ofertas foram devolvidas aos participantes.

**Mesmo aquelas que não pagaram taxa de participação.

Fonte: Elaboração Própria a partir de ANP (2015a)

Até a 4ª Rodada de Licitações a proposta apresentada por cada empresa era constituída por três componentes: o bônus de assinatura, o compromisso com conteúdo local na fase de exploração e o compromisso na etapa de desenvolvimento. Sendo os pesos dados para cada um destes itens correspondentes a 85%, 3% e 12%, respectivamente.

A partir da 5ª Rodada de Licitações foi introduzido o Programa Exploratório Mínimo (PEM³¹) como um novo critério importante, fazendo com que o bônus de assinatura perdesse peso na decisão final da proposta vencedora.

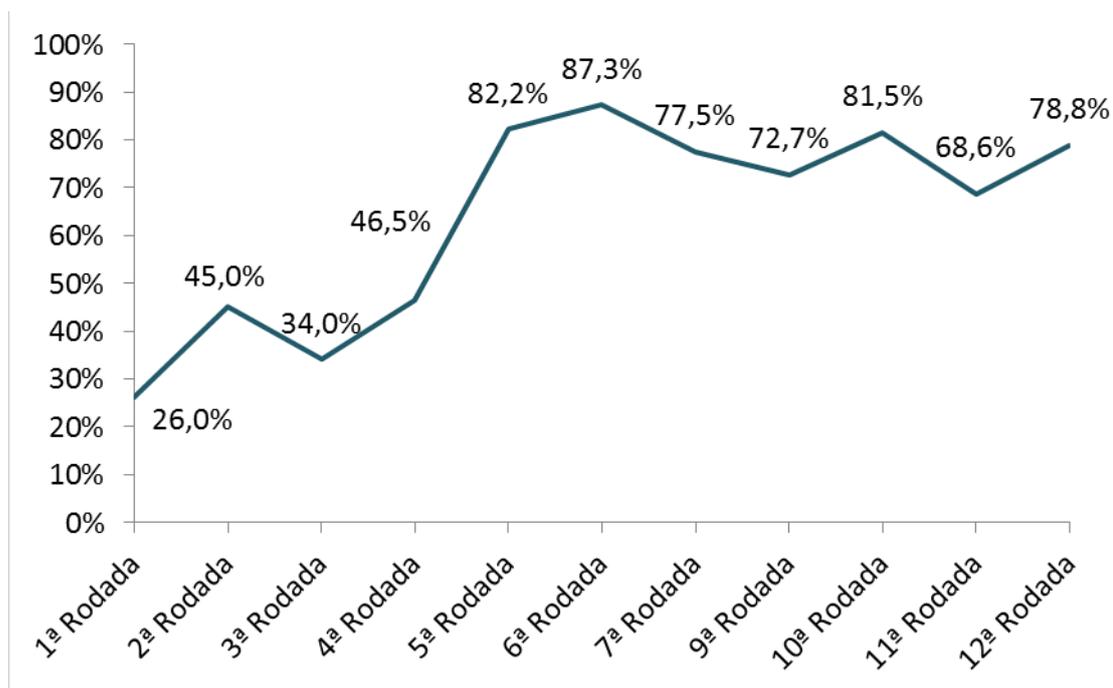
No caso da 12ª Rodada de Licitação, que contemplou a possibilidade de produção de recursos não convencionais, a pontuação considerou os seguintes pesos para o cálculo da nota final: (i) 40% para o bônus de assinatura; (ii) 40% para o Programa Exploratório Mínimo; (iii) 5% para conteúdo local ofertado na fase de exploração; e (iv) 15% para conteúdo local ofertado na fase de desenvolvimento e produção.

Com relação ao compromisso com conteúdo local, a figura 17 ilustra a evolução do percentual médio para cada rodada de licitação. Apesar da dificuldade de aquisição de bens necessários para a atividade exploratória na indústria nacional, a política de conteúdo local exige que os concessionários cumpram os mínimos³², definidos nos leilões, com compra de bens no mercado nacional.

³¹ O PEM é apresentado em unidades de trabalho que são convertidas em atividades exploratórias como sísmica 2D e 3D, métodos potenciais e poços exploratórios. De acordo com as exigências do contrato de concessão, este deve prever que o concessionário forneça uma garantia financeira (carta de crédito irrevogável; seguro – garantia; ou contrato de penhor de petróleo) para assegurar a efetiva execução do PEM.

³² Cabe ressaltar que até a 4ª Rodada de Licitação (2002) os concessionários podiam ofertar livremente as suas metas de conteúdo local, conforme a concorrência no leilão. Já a partir da 5ª Rodada (2003), a ANP passou a determinar percentuais mínimos, e implementar valores específicos dependendo da localidade das áreas. A partir da 7ª Rodada, além do percentual mínimo, introduziu-se percentuais máximos a serem considerados nas rodadas.

Figura 17- Conteúdo Local Médio - Etapa de Exploração e Desenvolvimento (1999 – 2013)



Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2015a)

Esta exigência acaba trazendo maiores desafios para os potenciais investidores do *upstream*, uma vez que o país ainda não conta com uma cadeia de fornecedores de bens, serviços e tecnologia sofisticada e capaz de atender às demandas do setor.

Após o leilão, as propostas vencedoras assinam um contrato de concessão com a ANP, com uma série de obrigações e direitos, bem como compromissos associados às ofertas de investimentos na fase inicial de exploração e conteúdo local. No regime de concessão, a empresa ou o consórcio contratado pela ANP, em nome da União, assume todo o risco exploratório da atividade.

A ANP fica encarregada de fiscalizar e regular, diretamente ou por meio de acordos com outros órgãos públicos, a efetiva execução do contrato. A obtenção das licenças ambientais, conforme estudada com maior profundidade na seção 2.3, é de responsabilidade do concessionário, e vai depender das exigências de cada Estado no qual os campos estão localizados.

A Lei nº 9.478/97 estabelece que o contrato de concessão seja composto de duas fases: a de exploração e a de produção. A fase de exploração é dividida em períodos exploratórios, cada qual com um programa exploratório mínimo correspondente. Nesta etapa ocorrem os estudos geológicos e geofísicos (levantamentos sísmicos) bem como a perfuração exploratória com o objetivo de se identificar o *sweet spot*, ou o poço pioneiro.

Ao fim de cada período, ou após a conclusão do PEM, o concessionário tem as seguintes opções: (i) iniciar o período exploratório subsequente, se comprometendo com o PEM daquele período; (ii) devolver o bloco à ANP ou (iii) reter o bloco, total ou parcialmente, mediante um Plano de Avaliação de Descoberta (PAD³³).

Caso a empresa decida pelo desenvolvimento, devem ser realizadas atividades necessárias para a preparação do campo para a posterior produção comercial. A fase de desenvolvimento envolve investimentos significativos, na medida em que compreende a instalação de equipamentos cruciais para a extração, tratamento e estocagem dos hidrocarbonetos produzidos, sistemas de transporte e escoamento, determinação das áreas mais produtivas e número de poços a serem perfurados. Os condicionantes para a obtenção de um fluxo ótimo de produção do campo são então incluídos no PAD.

Após o término do PAD, ao elaborar o Relatório Final de Avaliação de Descobertas de Petróleo e Gás Natural (RFAD), o concessionário deve informar as diferenças entre os investimentos previstos, separados em Compromissos Firmes, Compromissos Contingentes e Investimento Total³⁴, e os investimentos efetivamente realizados, comparando o cronograma do PAD e os resultados alcançados em cada atividade. O RFAD é importante na medida em que consolida os resultados obtidos com a avaliação da descoberta, fundamentando a comercialidade da jazida.

Com o término das atividades de perfuração e avaliação, e com a apresentação do RFAD à ANP, o concessionário poderá declarar comercialidade de parte ou da totalidade da área estudada. Alternativamente, o concessionário pode devolvê-la, em sua totalidade, à ANP. De

³³ Vale destacar que as operações do PAD só podem ser efetivamente realizadas mediante a obtenção de licenças determinadas na legislação brasileira.

³⁴ Para maiores informações ver Resolução ANP nº 30/2014.

acordo com a Resolução ANP nº 30/2014, a declaração de comercialidade deve conter um mapa apresentando os limites da área a ser declarada comercial, a chamada Área de Desenvolvimento.

A declaração de comercialidade depende de um estudo que comprove a produção comercial dos hidrocarbonetos, ou seja, vai além das condições geológicas, e passa a depender das condições econômicas associadas à comercialização do petróleo e/ou gás natural. No caso de não haver interesse por parte do concessionário, este tem o direito de devolver à União o bloco concedido não sendo cabível o reembolso das despesas realizadas.

É possível constatar que a comunicação com relação aos indícios de hidrocarbonetos feita no RFAD não implica necessariamente em uma acumulação comercial, ou seja, são chamados, no jargão da indústria, de “recursos”. Por outro lado, a declaração de comercialidade, ao depender das condições do mercado, faz com que os recursos passem a ser chamados de “reservas”. As reservas devem ser estimadas em reservas provadas, prováveis ou possíveis³⁵.

Uma vez declarada comercialidade, inicia-se o prazo para que o concessionário entregue e tenha a aprovação do Plano de Desenvolvimento³⁶ do Campo pela ANP. A partir desse momento a empresa ou consórcio poderá iniciar a fase de produção comercial dos recursos, mediante o pagamento dos compromissos expostos no contrato de concessão. Assim, a fase de produção envolve também a etapa de desenvolvimento, em que são instalados os equipamentos necessários para a produção do campo.

Vale destacar que anexado ao Plano de Desenvolvimento, a concessionária deve apresentar um estudo de viabilidade econômica do projeto, nos moldes do modelo apresentado no

³⁵ De acordo com Almeida e Ferraro (2013), a diferenciação dos conceitos de recursos e reservas é justamente a viabilidade econômica das jazidas identificadas por estudos sísmicos, correlação com campos próximos já estudados e pela própria atividade de perfuração. A diferença entre as reservas provadas, prováveis e possíveis, por sua vez, se dá pela probabilidade de sucesso exploratório. As reservas provadas se caracterizam por volumes economicamente recuperáveis de gás natural com probabilidade de ocorrência acima de 90%. As reservas prováveis, por sua vez, apresentam uma probabilidade entre 50 e 90% de viabilidade comercial. Por fim, as reservas possíveis, por não dependerem da perfuração de poços pioneiros, apresentam uma probabilidade muito baixa de ser realmente uma acumulação comercial (ALMEIDA e FERRARO, 2013, p.28).

³⁶ O Plano de Desenvolvimento trata-se de um documento preparado pelo concessionário, contendo o programa de trabalho, com um cronograma de atividades e o respectivo investimento necessário ao desenvolvimento de uma descoberta em determinada área de concessão.

próximo capítulo. Este estudo incorpora as premissas básicas, o fluxo de caixa e os indicadores econômicos.

Ainda com a finalidade de se estruturar o ambiente de negócios do gás não convencional no Brasil, a próxima seção estuda as participações governamentais dispostas nos contratos de concessão, além de apresentar um resumo do regime tributário incidente sobre o segmento do *upstream* de petróleo e gás natural no Brasil.

2.2.2 Participações Governamentais e Tributos

O regime de concessão prevê quatro modalidades básicas de participações governamentais: i) Bônus de Assinatura; ii) *Royalties*; iii) Participação Especial e iv) Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área.

O bônus de assinatura, incluído nos critérios de seleção das propostas apresentadas nas rodadas de licitação, foi uma das participações governamentais instituídas pela Lei do Petróleo. Ele corresponde ao valor ofertado pela empresa concessionária vencedora do leilão para obter a permissão de desenvolver suas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural em determinada localidade. O Decreto nº 2.705/98, que regulamentou os artigos 45 e 51 da Lei do Petróleo, faz referência às suas características fundamentais.

Dentre outras atribuições, vale frisar que o valor integral do bônus de assinatura deve ser pago em parcela única no ato da assinatura do contrato de concessão, e seu montante mínimo é estabelecido no edital de licitação pela ANP, sendo determinados de acordo com as especificidades de cada bloco.

Segundo Gutman (2007), o bônus de assinatura é uma compensação financeira, que por ser paga logo no início do projeto, acaba por desencorajar projetos mais arriscados e inibir a entrada de potenciais investidores estrangeiros no Brasil. No entanto, vale ressaltar que, de acordo com o Artigo 15 da Lei do Petróleo, a arrecadação do bônus de assinatura pela União é destinada ao financiamento das necessidades operacionais da ANP. Em outras palavras, é um

pagamento que de certa forma “volta” para o operador na medida em que irá contribuir com a efetivação dos investimentos planejados.

Os *royalties* representam uma compensação financeira à União das externalidades provocadas pela produção de petróleo e gás natural. São pagamentos mensais efetuados pelos concessionários à Secretaria do Tesouro Nacional (STN), que por sua vez os repassa aos beneficiários – Estados, Municípios e União³⁷.

A Lei nº 9.478/97 estabeleceu em 10% a alíquota básica dos *royalties*, mantendo o critério de distribuição apresentado na Lei nº 7.990/89 até os 5% no caso da produção terrestre. Ou seja, 70% destinados aos Estados produtores, 20% aos Municípios e 10% aos Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

O Artigo 47 da Lei nº 9.478/97, por sua vez, enfatiza que a alíquota de 10% pode ser reduzida para 5% em áreas com alto risco geológico, buscando assim fomentar a atratividade dos projetos de E&P de petróleo e gás. A ANP tem poder discricionário para reduzir a alíquota ao longo da vida útil dos projetos, na medida em que os dados de produção, custo e preço são muito variáveis e trazem incertezas relevantes para potenciais investidores³⁸.

O percentual dos *royalties* definido na Lei do Petróleo é então aplicado sobre a receita bruta da produção³⁹.

A participação especial (PE) configura um pagamento trimestral de campos que atinjam substanciais volumes de produção. Pode ser entendida como um imposto sobre o lucro em condições de rentabilidade extraordinárias.

Por fim, o pagamento pela ocupação ou retenção de área é devido pelo concessionário à União a partir do primeiro dia que entrar em vigor o contrato de concessão para exploração,

³⁷ Os concessionários fornecem informações como: produção mensal de petróleo e gás natural por poço, preços de venda dos hidrocarbonetos praticados no mês de apuração, e volumes mensais de movimentação de petróleo e gás natural em suas instalações de embarque e desembarque, de forma que a ANP possa realizar os cálculos necessários para a justa distribuição dos *royalties* entre os beneficiários.

³⁸ Vale destacar que o Supremo Tribunal Federal definiu ser de competência do Tribunal de Contas Estadual a fiscalização da aplicação dos recursos recebidos a título de *royalties*, decorrentes da extração de petróleo, xisto betuminoso e gás natural.

³⁹ Para um maior detalhamento sobre a base de cálculo e alíquotas, ver GUTMAN (2007).

desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. O valor é cobrado por km² ou por fração da área de exploração. Deve estar previsto no contrato de concessão e seu valor dependerá de características geológicas, da localização da bacia sedimentar e de outros fatores considerados relevantes pela ANP⁴⁰.

É importante considerar também o pagamento aos proprietários da terra que, apesar de não ser considerada uma participação governamental, tem natureza constitucional, e “corresponde ao percentual variável entre cinco décimos por cento e um por cento da produção de petróleo ou gás natural, a critério da ANP” (Art. 52 da Lei nº 9.478/97).

Com relação aos tributos diretos, as análises de atratividade econômica dos projetos de E&P de gás não convencional no Brasil, conforme o modelo a ser desenvolvido no próximo capítulo, deve contemplar os seguintes impostos: Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas⁴¹ (IRPJ), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido⁴² (CSLL), Programa de Integração Social e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social⁴³ (PIS e COFINS) e a Contribuição de Intervenção do Domínio Econômico⁴⁴ (CIDE).

Com relação aos tributos indiretos, a legislação brasileira impõe o Imposto sobre Serviços⁴⁵ (ISS), o Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações

⁴⁰ É interessante observar que em bacias mais rentáveis, as retenções costumam ser mais expressivas do que naquelas menos rentáveis.

⁴¹ Segundo Gutman (2007), a alíquota de IRPJ é igual a corresponde a 15% adicionado de uma alíquota de 10% caso a base de cálculo anual seja superior a R\$240.000,00. A taxa de depreciação anual, deduzida da base de cálculo do IRPJ, pode ser calculada de acordo com o método linear ou através do método de unidades de produção. No primeiro caso, a taxa irá variar de acordo com o prazo de vida útil dos bens depreciáveis. No método das unidades de produção, leva-se em conta a curva de produção de forma a possibilitar maiores deduções no pico da atividade produtiva.

⁴² A alíquota é igual a 9% e a base de cálculo é o resultado do período base, antes de considerar o seu próprio pagamento e o IRPJ, ajustado por adições ou exclusões determinadas pela legislação tributária. Apesar das semelhanças com a apuração do IRPJ, a destinação dos recursos da CSLL é inteiramente à União, se contrapondo a destinação dos recursos do IRPJ que é dividido entre Estados, Distrito Federal e Municípios.

⁴³ A alíquota do COFINS é igual a 7,6% (Lei 10.833/2003). Com relação ao PIS, a alíquota é 1,65% (Lei 10.637/2002).

⁴⁴ A CIDE possui alíquota de 10%.

⁴⁵ A base de cálculo do ISS é o preço do serviço e as alíquotas variam de 2% a 5% dependendo do tipo do serviço e do município no qual o serviço ocorreu.

de Serviços⁴⁶ (ICMS), o Imposto sobre Produtos Industrializados⁴⁷ (IPI), e o Imposto de Importação⁴⁸ (II).

No caso do Imposto de Importação, cabe destacar que, principalmente no caso do gás não convencional, há forte necessidade de importação de máquinas, equipamentos e tecnologia do exterior. O valor do imposto varia conforme a data de entrada, que, por sua vez, determina a alíquota e a taxa de câmbio a ser aplicada. Além disso, sua alíquota pode variar de acordo com determinações do Poder Executivo.

2.3 A QUESTÃO DO LICENCIAMENTO AMBIENTAL

Conforme exposto anteriormente, a exploração e produção de gás não convencional somente se tornaram tecnicamente viáveis após o aprendizado tecnológico associado às práticas de fraturamento hidráulico e perfuração horizontal.

O fraturamento hidráulico já é utilizado na indústria mundial do petróleo e gás natural desde 1940. Tradicionalmente, o objetivo da técnica é aumentar a taxa de recuperação dos poços de maneira a melhorar os retornos econômicos dos projetos de E&P.

No caso do gás não convencional, a tecnologia é a mesma, porém utilizada em maior escala, para que seja possível fraturar rochas com permeabilidades muito baixas. Assim, a técnica precisa ser empregada com maiores pressões, volumes e vazões para que a produção de hidrocarbonetos não convencionais seja possível (BNDES, 2012). Cabe ressaltar também que, no caso de reservatórios não convencionais, o perfil da curva de produção do poço – estudada no capítulo 3, indica que é importante que haja uma dinâmica de perfuração –

⁴⁶ Com relação à alíquota aplicável, é importante separar em dois casos distintos. Primeiramente, quando a transação envolve dois Estados diferentes, a alíquota praticada é de 7%, quando o comprador estiver em um Estado na região Norte, Nordeste, Centro-Oeste ou no Espírito Santo, ou de 12%, quando as compras estão localizadas nas regiões Sul ou Sudeste. Em segundo lugar, é importante entender que quando as transações acontecem no mesmo Estado ou são fruto de importações, a alíquota varia entre 17% e 19%. Cabe ressaltar ainda que em alguns casos a alíquota chega a 25%. Para maiores informações, ver GUTMAN (2007).

⁴⁷ A alíquota de IPI varia conforme o produto, mas a média fica em torno de 12%.

⁴⁸ É cobrado de forma conjunta com o IPI e o ICMS. A base de cálculo é o valor CIF – *cost, insurance and freight*, do produto importado, e a alíquota média corresponde a 15% para os bens utilizados na indústria do petróleo e gás (ALMEIDA e COIMBRA, 2012).

diferente daquela observada em reservatórios convencionais, para que a produção se mantenha em níveis comerciais.

Após a Revolução Energética norte-americana proporcionada pelo *boom* dos recursos não convencionais, diferentes países do mundo iniciaram estudos mais aprofundados sobre as possibilidades de contaminação dos lençóis freáticos, ou outros impactos como abalos sísmicos e comprometimento da saúde humana em decorrência do emprego das tecnologias de fraturamento hidráulico nos reservatórios não convencionais.

A própria Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (EPA) iniciou, em 2011, um estudo que envolve diversos projetos sobre os potenciais impactos do fraturamento hidráulico sobre os corpos hídricos em regiões altamente produtoras de gás não convencional do país. Em dezembro de 2012, a EPA publicou um relatório afirmando que as informações ainda não são suficientes para que os agentes estruturam alguma conclusão sobre a existência, ou não, de impactos ambientais ocasionados pelo emprego massivo das tecnologias de fraturamento hidráulico.

No Brasil, as discussões em torno do fraturamento hidráulico começaram a ganhar força com a publicação pela ANP de que seriam contempladas as atividades de exploração e produção de recursos não convencionais nos blocos ofertados⁴⁹ durante a 12ª Rodada de Licitações, realizada nos dias 28 e 29 de novembro de 2013, na cidade do Rio de Janeiro.

Na 12ª Rodada foram arrematados 72 dos 240 blocos ofertados, compreendendo uma área de 47.428 km². Das sete bacias sedimentares onde se localizam os blocos, duas não tiveram nenhuma oferta: Parecis e São Francisco⁵⁰. A tabela 2 consolida os resultados da rodada.

⁴⁹ Foram ofertados 240 blocos, localizados em 13 setores de 7 bacias sedimentares brasileiras: Acre-Madre Dios, Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo, São Francisco e Sergipe – Alagoas.

⁵⁰ A constatação de um poço seco ao Norte da Bacia do São Francisco influenciou o fracasso da área.

Tabela 2- Resultados da 12ª Rodada de Licitações

Bacia Sedimentar	Número de Blocos Ofertados	Número de Blocos Concedidos	Área Arrematada (km²)	Conteúdo Local Médio (%)		Bônus de Assinatura (R\$)	Programa Exploratório Mínimo (R\$)
				Exploração *	Desenvolvimento**		
Acre Madre de Dios	9	1	1.630	70%	85%	295.000	12.220.000
Paraná	19	16	43.455	72%	83%	31.758.000	229.375.600
Parnaíba	32	1	764	80%	85%	920.597	6.737.400
Parecis	14						
Recôncavo	50	30	871	73%	85%	79.094.699	153.216.000
Sergipe - Alagoas	80	24	708	73%	85%	53.128.300	101.976.800
São Francisco	36						
TOTAL	240	72	47.428	73%	85%	165.196.596	503.525.800

*Mínimo 70% e máximo 80%. **Mínimo 77% e máximo 85%.

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da ANP (2013c)

O contrato de concessão referente à 12ª Rodada, ao contemplar o potencial das bacias para recursos não convencionais, cria regras específicas para a atividade exploratória relacionada a este recurso. No que tange aos recursos não convencionais, o contrato de concessão exige que o concessionário comprove a sua experiência na execução da técnica de fraturamento hidráulico ou que contratará uma empresa prestadora de serviço detentora do *know-how* tecnológico necessário para tal.

Assim como no caso dos recursos convencionais, o Plano de Desenvolvimento para Recursos Não Convencionais deve incorporar uma análise de viabilidade técnica, operacional e

econômica, nos moldes do modelo de negócios a ser desenvolvido no capítulo 3, de forma a avaliar se a produção comercial daqueles hidrocarbonetos é factível.

Entre outras atribuições, o contrato de concessão referente à 12ª Rodada de Licitações prevê que a alíquota de *royalties* seja igual a 10%, independente da origem dos recursos (convencionais ou não convencionais).

Na tentativa de fornecer uma diretriz nacional para tais atividades, a ANP levou para audiência pública uma minuta de resolução com critérios para a perfuração de poços seguida do emprego da técnica de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional. Como consequência desta ação, no dia 11.04.2014, foi publicada no Diário Oficial da União (D.O.U.) a Resolução ANP nº 21/2014. O objetivo central demonstrado pela Agência era estabelecer os requisitos básicos a serem cumpridos pelos detentores de direitos de E&P de petróleo e gás natural que utilizarem a técnica de fraturamento hidráulico para produzir recursos não convencionais.

Com isso, além do Regulamento Técnico nº 02/2010 que já dispunha sobre as exigências de proteção ambiental e segurança operacional, os concessionários devem cumprir as exigências dispostas na Resolução nº 21/2014, desenhada de forma específica para as atividades não convencionais.

Entre outras atribuições, a Resolução nº 21/14 determina que o concessionário deve apresentar uma relação com os produtos químicos utilizados, mostrando quantidades e composições, além de informações específicas sobre a água utilizada no fraturamento, como origem, volume, tipo de tratamento e disposição final. Ressalta-se ainda que a água utilizada no processo não deve ser utilizável para consumo humano ou animal.

Adicionalmente, a ANP, através da Resolução nº 21/14, coloca a importância de um estudo mais detalhado comprovando que as fraturas estejam localizadas a um limite mínimo de distância dos corpos hídricos existentes. Finalmente, o Artigo 8º desta Resolução, responsável pelo recente processo de judicialização dos contratos firmados na 12ª Rodada de Licitação, exige que o operador apresente a licença ambiental, específica para as atividades de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional.

Na ausência de uma legislação federal específica⁵¹ para as atividades de fraturamento hidráulico no Brasil, o Ministério Público Federal do Piauí, Paraná, Bahia e São Paulo conseguiram liminares para proibir que os órgãos ambientais estaduais emitissem licenciamentos, impedindo, assim, a exploração de 47 blocos arrematados na 12ª Rodada (VALOR ECONÔMICO, 2015).

De forma geral, as Ações Civis Públicas demonstram a preocupação do Ministério Público com relação à falta de estudos sobre os potenciais impactos ambientais das tecnologias de fraturamento hidráulico. As liminares dispõem sobre a necessidade de uma determinação jurídica específica do Conama regulamentando o emprego da técnica de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional, e estabelecem que os contratos suspensos, em especial nas Bacias do Recôncavo (30), Paraná (11) e Parnaíba (1), só serão retomados quando existir uma avaliação ambiental de áreas sedimentares – AAAS, na forma da Portaria Interministerial nº 198/2012, abrangendo uma Avaliação Ambiental Estratégica.

Cabe ressaltar que a grande maioria dos blocos e dos contratos firmados na 12ª Rodada estariam voltados para regiões com alto potencial de produção de gás convencional, que foram prejudicadas pelas decisões judiciais. Ademais, em outubro de 2014, a Secretaria de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável do Estado de Minas Gerais decretou moratória nos licenciamentos de poços não convencionais já em atividades de exploração pela Petra Energia na Bacia do São Francisco.

A Resolução nº 21/2014 não foi suficiente para resolver os impasses colocados pelas liminares do Ministério Público, de forma que os contratos seguiram suspensos aguardando uma resolução específica do Ministério do Meio Ambiente (MMA). Paralelamente a este cenário, a presidente Dilma Rousseff, publicou no dia 22.04.2015, o Decreto nº 8.437/15, estabelecendo, entre outras determinações, que o processo de licenciamento ambiental referente às atividades de produção de gás não convencional, tanto *onshore* quanto *offshore*, passariam para a esfera federal – ou seja, passam a depender de licenciamentos ambientais emitidos pelo IBAMA.

⁵¹ Cabe ressaltar que, desde dezembro de 2013, está tramitando na Câmara dos Deputados, um Projeto de Lei – PL 6903/2013 que estabelece as medidas relativas à atividade de exploração de gás de folhelho.

É importante observar que as atividades de exploração se mantiveram na esfera estadual, de forma que o Decreto apenas aumentou a burocratização do processo de licenciamento, contribuindo com a insegurança jurídica que permeia as atividades de E&P do gás natural no Brasil.

Finalmente, em 15.07.2015 o Projeto de Lei 6903/2013 foi aprovado na Câmara dos Deputados, decretando que a exploração de gás folhelho e sua respectiva autorização ficam suspensas pelo período de cinco anos. No entanto, tal medida ainda precisa da aprovação de quatro Comissões da Câmara: Indústria e Comércio, Minas e Energia, Finanças e Tributação e Constituição e Justiça, para de fato ser implementada no Brasil. Ou seja, há ainda um longo caminho a ser percorrido para que de fato tais operações sejam proibidas no Brasil.

Caso aprovada, a supracitada Lei, iniciada na Câmara dos Deputados, elimina qualquer determinação estadual ou resoluções ministeriais, colocando o Brasil no conjunto de aproximadamente dez países do mundo⁵² que decretaram moratória preventiva do fraturamento hidráulico em reservatório não convencional.

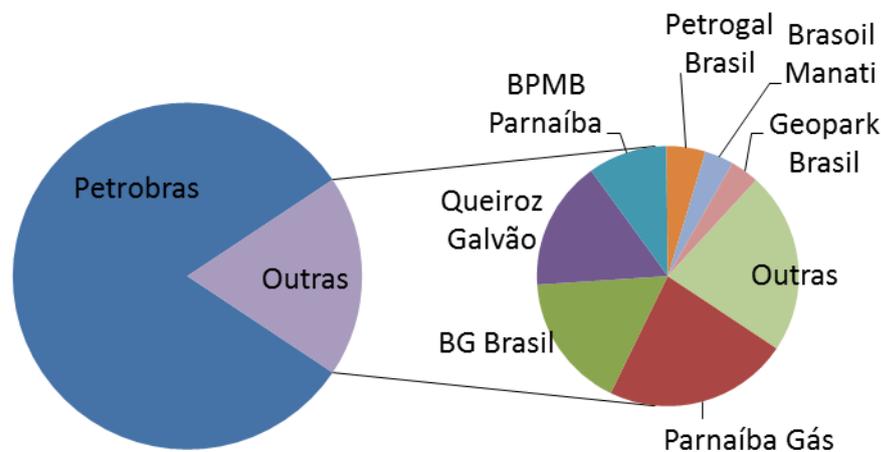
2.4 ESTRUTURA DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BRASILEIRA

Apesar da abertura das atividades do *upstream* imposta pela Lei nº 9.478/1997, a burocratização do processo de acesso aos recursos, a dependência com relação às rodadas de licitação e a tradição monopolística da Petrobras fazem com que o número de operadores na indústria brasileira de gás natural ainda esteja muito abaixo do número de operadores em outros países, como nos Estados Unidos.

A figura 18, adaptada do Anuário Estatístico da ANP, retrata a participação predominante da Petrobras, que, de acordo com os dados de 2014, responde por 81,2% da produção total de gás natural nacional.

⁵² Entre eles França, Bulgária, alguns estados da Espanha, Alemanha, e alguns estados dos EUA como Nova York.

Figura 18 - Estrutura da Indústria de Gás Natural no Brasil (2014)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2015a)

A forte dificuldade de financiamento da exploração em terra pelas concessionárias, a priorização pela ANP das rodadas de licitação voltadas para blocos *offshore* e o alto risco geológico associado ao baixo conhecimento das bacias sedimentares brasileiras, faz com que mesmo com a realização de 12 rodadas de licitação, a estrutura industrial do *upstream* apresenta em torno de 100 concessionárias, somando-se companhias de capital nacional, estrangeiro, focadas no *offshore* e no ambiente terrestre.

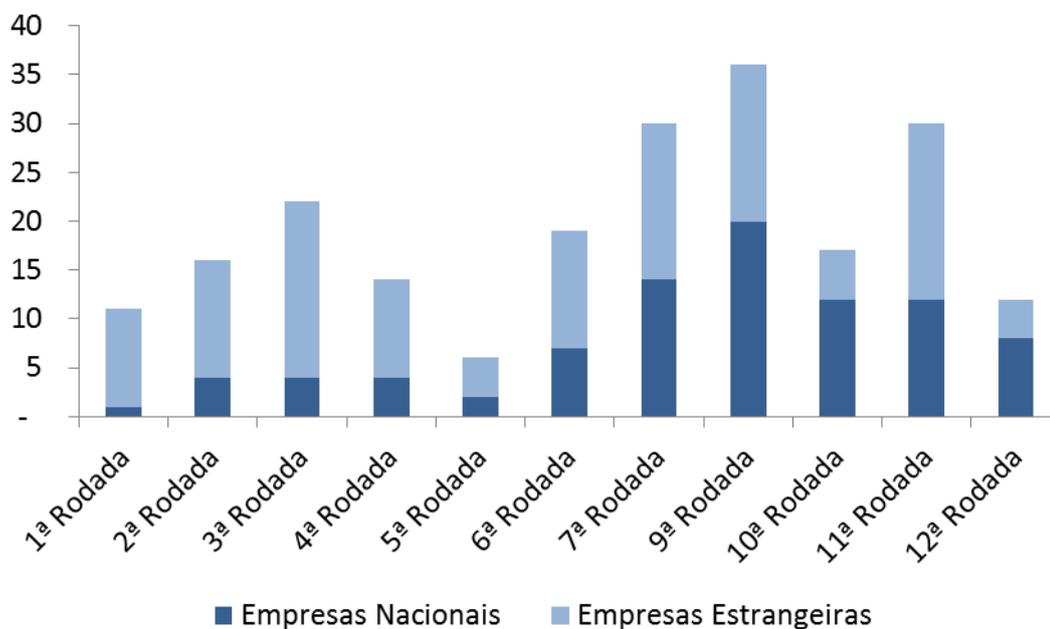
Este é um número 100 vezes menor do que aquele observado no mercado norte-americano. A ausência de competição no *upstream* nacional reduz a eficiência dos métodos exploratórios e compromete a cadeia produtiva dos hidrocarbonetos no Brasil.

Além disso, a ausência de um mercado sofisticado com fornecedores de bens, serviços e tecnologia, está intrinsecamente relacionada com o baixo nível de atividade exploratória do país.

De acordo com Almeida e Rodrigues (2006), a escassez de profissionais qualificados, a resistência política para a abertura de áreas maduras e inativas para companhias independentes, e o perfil de taxaço da produção de hidrocarbonetos no Brasil impede um maior dinamismo da indústria nacional.

A figura 19 retrata a habilitação de empresas nacionais e estrangeiras para cada rodada de licitação promovida pela ANP.

Figura 19 - – Número de Empresas Vencedoras nas Rodadas de Licitação (1999 – 2013)



Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2015a)

Por fim, cabe ressaltar que entre as 36 concessionárias que desenvolvem atividades *onshore*, 22 atuam também como operadoras, sendo que as áreas exploratórias estão concentradas em um pequeno número de empresas – Petra Energia, Petrobras, Rosneft e Parnaíba Gás Natural (CNI, 2015).

2.5 A INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE DO GÁS NATURAL NO BRASIL

Entendendo um pouco o gargalo da infraestrutura do transporte, cabe destacar que o esforço de liberalização do setor de óleo e gás brasileiro, através da Lei nº 9.478/1997, apesar de ter conseguido certos avanços no que tange à competitividade e eficiência no setor do *upstream*, não foi suficiente para atrair uma quantidade relevante de agentes privados para o setor de transporte.

Assim, em 2009, foi aprovada a Lei nº 11.909, a chamada Lei do Gás. A partir daí, o setor do *midstream* do gás natural passou a ser regido por novos mecanismos, de forma que o governo brasileiro passou a planejar as linhas de transporte, estimar a demanda para o serviço de transporte, e organizar leilões para selecionar investidores para os novos projetos de gasodutos.

No entanto, segundo Ferraro e Hallack (2012), apesar da Lei ter estabelecido um aparato regulatório eficiente para o segmento do *midstream*, fornecendo estabilidade para os investimentos de longo prazo, ela não conseguiu preencher todas as lacunas deixadas pela Lei nº 9.478/1998. Os autores enfatizam que a participação da Petrobras em todas as etapas da cadeia do gás cria uma forte assimetria de custos com relação às potenciais entrantes: “*Apesar da redução dos custos de transação*⁵³, *a estrutura do mercado impede a entrada de novos players no setor de transportes*” (FERRARO E HALLACK, 2012).

O fato é que o setor de transporte tem uma grande interdependência com relação aos outros segmentos da cadeia do gás natural. Isto faz com que as incertezas para os investidores do *midstream* sejam ainda maiores. A solução tradicional para a necessidade de investimentos simultâneos em produção, transporte, distribuição e desenvolvimento de mercado foi o mecanismo de integração vertical, de forma que a regulação se desenvolveu no sentido de impedir a extração de lucros extraordinários característico da estrutura monopolista.

A Lei nº 9.478/1997 define que o transporte de gás natural deve ser feito através de autorizações pela ANP. Neste modelo, o risco do investimento é inteiramente das companhias de transporte. Assim, dos poucos investimentos privados que foram feitos no setor de transporte, dentro do arcabouço da Lei nº 9.478/1997, a grande maioria deles se concentrou no setor de distribuição.

Na Lei nº 11.909/2009, foram inseridos os mecanismos de concessão⁵⁴ e o livre acesso passou a ser regulado pela ANP, de forma que os preços passaram a ser calculados através do custo

⁵³ De acordo com a Teoria dos Custos de Transação, os investimentos na indústria de gás natural, especialmente em ativos de transporte e distribuição, apresentam riscos muito elevados devido à especificidade de ativos e a apropriação de quase – rendas pelos empreendedores (FERRARO E HALLACK, 2012).

⁵⁴ A ANP fica responsável pela alocação de capacidade entre os agentes, através da identificação dos carregadores potenciais, e da demanda por capacidade de transporte de gás, coordenando os interesses das

do serviço prestado. O acesso dos interessados aos gasodutos se dá através da contratação do serviço de transporte, apresentados em três tipos: firme, interruptível e extraordinário.⁵⁵

No Brasil, como a necessidade de aumento de investimentos no setor de transporte, é determinado, em primeira instância, pelo MME, acaba que os empreendedores ficam sujeitos às decisões governamentais, para então poderem concorrer na implementação de seus projetos. Além disso, a competição nos leilões acaba sendo desestimulada pela integração vertical da indústria liderada pela Petrobras.

A figura 20 apresenta a infraestrutura brasileira de transporte de gás natural. Apesar dos contratos de longo prazo assinados pelos carregadores se assemelhar com as características contratuais do sistema de gasodutos norte-americano, o Brasil ainda encontra-se muito atrás dos Estados Unidos no que tange à abrangência das linhas de transporte de gás natural.

companhias de transporte com os interesses dos carregadores. Após a seleção da companhia de transporte vencedora do leilão, os novos investimentos precisam ser aprovados pelo MME, de acordo com o planejamento da EPE.

⁵⁵ Segundo o Art. 2º da Lei nº 11.909/2009, no serviço de transporte firme, o transportador se obriga a programar e transportar o volume diário de gás natural solicitado pelo carregador até a capacidade contratada de transporte estabelecida no contrato firme (em capacidade disponível). No serviço de transporte interruptível (contratos por capacidade ociosa), o serviço pode ser interrompido pelo transportador, dada a prioridade de programação do serviço de transporte firme. Já no serviço de transporte extraordinário, o contrato é feito por capacidade disponível, a qualquer tempo, caso exista contratação da capacidade na modalidade firme.

Figura 20 - Infraestrutura de Transporte de Gás Natural



Fonte: ANP, 2009

Hallack e Vazquez (2015) enfatizam a proposta da ANP de revisão das Resoluções nº 27 e 28/2005 como um passo importante na reestruturação do setor de transporte do gás natural no Brasil. Através da nota técnica nº 16/2014, a Agência atualiza a regulamentação do acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, conforme as diretrizes da Lei do Gás. A ideia principal é proporcionar maior transparência ao processo de acesso não discriminatório aos gasodutos de transporte.

Sabendo-se que a tecnologia do GNL é extremamente cara quando comparada ao gasoduto, e que o Brasil enfrenta um problema de gargalo na infraestrutura de transporte do gás, modelos de viabilidade econômica devem incorporar custos com construção de gasodutos ou a alternativa de um projeto integrado, a partir da construção de uma termelétrica na boca do poço de produção do gás.

Nos Estados Unidos, a existência de um mercado secundário e a abrangência das linhas de gasodutos reduz os riscos para o investidor. Diferente do Brasil, não existem incertezas associadas a despachos termoeletrônicos e esforços no sentido de se manter a produção *flat* para honrar contratos de longo prazo. Para o investidor norte americano, além das opções

associadas à venda do gás para o setor de transporte – com linhas e gasodutos sofisticados e abrangentes, é possível realizar contratos no mercado financeiro de acordo com as expectativas e características da produção.

2.6 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

O ambiente de negócios brasileiro mostrou-se definitivamente distinto daquele observado nos Estados Unidos. Se por um lado os investidores norte-americanos estão diante de um conjunto de opções para a monetização do gás, a produção brasileira depende de estratégias que viabilizem a movimentação do gás para atendimento da demanda.

Outro condicionante existente no mercado norte-americano e que não se mostra presente no Brasil é a forma de acesso aos recursos. Se nos Estados Unidos é possível comprar e vender áreas produtivas de forma simples e dinâmica, no Brasil há um enorme processo regulatório, no qual os concessionários ficam à mercê das decisões governamentais.

No que tange ao processo de licenciamento ambiental, a existência de estudos e a emissão de atos regulatórios por parte da agência de proteção ambiental norte americana se mostrou primordial no desenvolvimento seguro dos recursos não convencionais nos EUA. Já no Brasil, mesmo sabendo-se que as atividades de E&P não convencionais dependem do emprego de tecnologias de fraturamento hidráulico e perfuração direcional, a oferta de áreas com possibilidade de exploração destes recursos, nos moldes da 12ª Rodada de Licitações, foi realizada sem qualquer legislação pertinente sobre o tema.

O fator crucial, conforme destacado no texto, que deriva do ambiente desfavorável presente no Brasil, é o pouco conhecimento geológico das bacias sedimentares do país. Somente este fator já é capaz de afastar potenciais investidores no *upstream* nacional, uma vez que levanta incertezas relevantes associadas à localidade das reservas e capacidade de produção de hidrocarbonetos em níveis comerciais.

Assim, a insegurança regulatória, jurídica e tributária, observadas no Brasil, leva a uma estrutura industrial diferente daquela presente nos Estados Unidos. Além do cenário desfavorável para entrada de diferentes empresas estrangeiras, sejam companhias

independentes ou as *majors*, a falta de uma cadeia de fornecedores de bens, serviços e tecnologia no mercado doméstico, associada às metas de conteúdo local, prejudica ainda mais a evolução das atividades do *upstream*.

As diferenças entre o ambiente de negócios norte-americano e o ambiente brasileiro levam à necessidade de formulação de um modelo específico para o Brasil, conforme o modelo a ser desenvolvido no próximo capítulo.

CAPÍTULO III – ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DO GÁS NÃO CONVENCIONAL NO BRASIL – PROPOSTA DE UM MODELO DE NEGÓCIOS

O entendimento das diferenças entre o ambiente de negócios norte – americano e o ambiente de negócios brasileiro evidencia que a aplicação dos modelos de negócios empregados pelas companhias naquele país não são reprodutíveis para o Brasil. Em outras palavras, o esforço de replicação do sucesso norte-americano depende da constatação de que ambientes de negócios diferentes exigem modelos de negócios particulares, que sejam capazes de refletir as especificidades de cada região.

A partir do estudo dos principais drivers que possibilitaram a Revolução Energética norte-americana e após a estruturação das características regulatórias e econômicas do ambiente de negócios brasileiro, este capítulo será responsável pelo objetivo principal desta dissertação, ou seja, será realizada uma análise de viabilidade econômica das atividades de E&P do gás não convencional no Brasil a partir de um modelo de negócios considerado mais compatível aos condicionantes do país.

Os capítulos anteriores explicaram que a revolução energética proporcionada pelos recursos não convencionais depende de fatores fundamentais como: custo da atividade exploratória, preço do gás, soluções tecnológicas, estrutura industrial, formas de financiamento, formas de acesso ao mercado consumidor, ou monetização do gás através de outras estratégias, e do arcabouço regulatório e institucional predominante.

Assim, importantes premissas utilizadas no estudo de viabilidade foram adotadas a partir de uma série de dados levantados junto a projetos já em andamento no exterior. Além disso, o entendimento de que a infraestrutura de transporte do gás natural imatura e a excessiva concentração de mercado dificultam o acesso dos produtores aos mercados finais acarretou na escolha de um modelo de negócios baseado em um projeto integrado, em que há a construção de uma termelétrica na boca do poço de produção do gás.

Primeiramente, é apresentada a metodologia do estudo de viabilidade econômica. Informações sobre a estruturação do modelo, como a composição da receita e dos custos, e a hipótese acerca da produtividade do poço, são abordadas.

A segunda seção estrutura um caso base, a servir de referência para a análise de sensibilidade feita posteriormente. No caso base, as variáveis assumem valores mais próximos possíveis da realidade extrativa brasileira. No entanto, é importante enfatizar que se trata de um cenário hipotético, na medida em que ainda não há um panorama nacional concreto, nem em termos econômicos, nem em termos regulatórios, voltado para os recursos não convencionais no Brasil.

Após a apresentação do caso base, é ilustrado o fluxo de caixa descontado de acordo com os parâmetros adotados. Em seguida, é feita a consolidação dos resultados de interesse econômico para o caso base, de forma a medir a atratividade do projeto.

A terceira seção desenvolve a análise de sensibilidade, que objetiva identificar quais variáveis mais impactariam o segmento do *upstream* voltado para o não convencional, em um cenário de desenvolvimento hipotético deste recurso no Brasil. O estudo de viabilidade e as análises de sensibilidade consistem nas ferramentas pelas quais será possível identificar qual seria o modelo de negócios mais adequado para os investidores do *upstream*, dado o ambiente de incertezas, e as condições regulatórias e econômicas prevalentes no Brasil.

Além da importância do ambiente externo na delimitação e estruturação do modelo de negócios aplicável ao Brasil, o estudo de sensibilidade, ao diagnosticar o impacto de cada variável na economicidade dos projetos, buscará reforçar o papel das estratégias individuais das companhias.

O modelo de negócios a ser proposto considera, então, variáveis que vão além daquele ambiente exposto nos capítulos anteriores. A análise de viabilidade econômica, ao incorporar fatores geológicos e parâmetros estratégicos das companhias, identifica que a sugestão do modelo ideal depende da análise de sensibilidade sobre os seguintes fatores: produtividade dos poços, modulação da curva de produção, custo do investimento, custo operacional, preço do gás, composição química do gás extraído e participação governamental.

Ademais, a hipótese do projeto integrado com a termelétrica na boca do poço, apesar de consistir em uma estratégia essencial para a possível viabilidade dos projetos no Brasil, exige um planejamento associado à produção flat por todo o período do projeto. Esta hipótese não é condizente com as características da produção do gás não convencional, de forma a exigir uma dinâmica de perfuração mais significativa do que aquela observada para os projetos de E&P de gás convencional⁵⁶.

A análise a ser desenvolvida neste capítulo parte do pressuposto de que as barreiras jurídicas e o processo de licenciamento ambiental para as atividades já foram superados. Apesar de consistir em uma variável fundamental para a viabilidade dos projetos de E&P do gás não convencional no Brasil, o estudo de tais questões envolve uma abordagem mais descritiva – conforme feita no capítulo 2, não sendo dimensionado no fluxo de caixa e análise de sensibilidade.

É importante ressaltar que o desenvolvimento do modelo de negócios que melhor se adequa as especificidades do Brasil se torna factível somente após a associação entre os três seguintes estudos:

- i. Fatores de sucesso da experiência norte-americana, conforme desenvolvido no capítulo 1. Este estudo é fundamental já que o modelo a ser desenvolvido observa as estratégias adotadas pelas companhias frente ao ambiente de negócios do único país onde houve de fato uma revolução energética proporcionada pelos recursos não convencionais – os Estados Unidos;
- ii. Ambiente regulatório e econômico do Brasil, na medida em que este ambiente delimita a estruturação do modelo aplicável, e;
- iii. Análise de sensibilidade a ser desenvolvida a partir do caso base, já que investiga as variáveis que merecem maior esforço estratégico, seja por parte das políticas públicas, e órgãos regulatórios, seja por parte dos agentes privados.

Esta dissertação apresenta a análise de viabilidade econômica a partir de um fluxo de caixa descontado construído a partir de uma série de planilhas utilizando o aplicativo *Microsoft*

⁵⁶ Cabe destacar aqui mais um driver de sucesso da produção norte-americana. Segundo Wall Street Journal (2014), o avanço das políticas de incentivos fiscais para as companhias voltadas para a produção do gás não convencional nos Estados Unidos, permite que a rentabilidade “extra” de um poço possa ser usada para perfurar mais poços, contribuindo ainda mais para a atratividade econômica da atividade no país.

Excel 2010. A análise econômica é calibrada pelos fatores que serão discutidos na seção 2, de forma a estimar a atratividade em termos de variáveis de retorno econômico.

3.1 METODOLOGIA

A rentabilidade do projeto é calculada a partir da diferença entre a receita e os custos da produção, considerando as participações governamentais. A receita é composta pela quantidade produzida, pelo preço do gás e pela participação de óleo na produção. Conforme abordado anteriormente, considerou-se a construção de uma termelétrica na boca do poço de produção do gás, de forma a eliminar as incertezas associadas ao acesso à linha de transporte e, conseqüentemente, ao mercado consumidor.

O custo envolve o Programa Exploratório Mínimo (PEM), o *capex* e o *opex*. Com relação às participações governamentais, foram considerados os impostos diretos e indiretos sobre as atividades, além do Bônus de Assinatura e 10% de pagamento de *royalties* sobre a produção.

A forma pela qual o modelo de simulação de projetos e avaliação de riscos foi estruturado enfatiza que este é um trabalho focado nos riscos de mercado, e não nos riscos geológicos. Portanto, o modelo supõe que o esforço exploratório já foi feito, ou seja, a análise econômica parte do momento de identificação do poço pioneiro.

A questão da termelétrica, por sua vez, leva a hipótese de que o ciclo de vida do projeto engloba um horizonte de 20 anos, para fazer frente aos contratos dos leilões de energia nova com o sistema elétrico.

Com relação à meta da produção, a ideia inicial do estudo era estruturar o projeto de forma a chegar numa produção igual a 2MMm³/dia, também de acordo com a necessidade de gás da termelétrica. No entanto, com o avanço das pesquisas junto aos especialistas do setor, o modelo passou a considerar uma capacidade de produção 20% superior àquele montante acordado com a termelétrica, com o objetivo de proteger o investidor de algum problema operacional com algum poço⁵⁷, por exemplo.

⁵⁷ Cabe destacar aqui que as multas aplicadas pelo setor elétrico devido ao não cumprimento dos contratos por parte dos agentes geradores são muito significativas. Aqui caberia um estudo adicional em que se sugere a

A curva de produção de um poço típico de gás não convencional mostra que aproximadamente metade da produção ocorre nos 3 primeiros anos do projeto. Neste sentido, com o objetivo de se alcançar a meta de produção estipulada, é preciso um esforço contínuo no que tange à dinâmica de perfuração de poços. No fluxo de caixa, isto se traduz em um *payback* mais longo do que aqueles projetos estruturados para hidrocarbonetos convencionais⁵⁸.

A estimação do volume de gás natural produzido por cada poço foi feita baseada em uma equação de declínio hiperbólico, conforme disponível em DUMAN (2012). Segundo o autor, as companhias do setor costumam utilizar esta função para calcular o desempenho médio dos poços de uma região.

A equação tem a seguinte forma:

$$q_t = q_i * (1 + b * D_i * t)^{-(1/b)} \quad (1)$$

Em que q_t é a produtividade no ano t , q_i é a produtividade inicial, ou a produtividade de pico, b é o expoente hiperbólico, D_i é a taxa de declínio nominal no ano inicial e t o tempo em anos. A variável b não depende da produção inicial e é uma estimativa entre 0 e 1 que determina o formato do declínio da curva de produção.

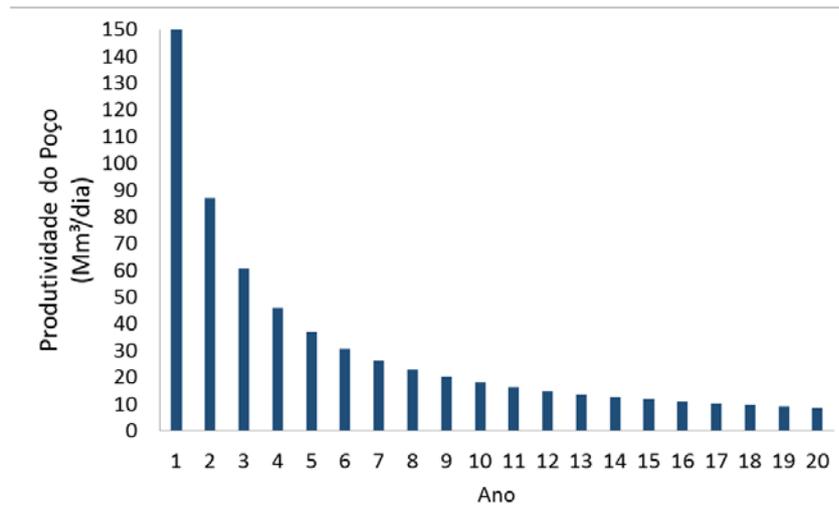
A taxa de declínio inicial, assim como o parâmetro b , foi determinada de acordo com o trabalho de Duman (2012), ou seja, é baseada na análise de companhias produtoras de gás na região de *Marcellus*. Utilizou - se então b igual a 0,9 e D_i igual a 70%.

A partir da equação, é possível construir a curva de produção do poço com a seguinte forma:

comparação entre os dois cenários: (i) perda de economicidade do projeto dada pela hipótese de capacidade instalada superior aos contratos de venda do gás; (ii) capacidade igual ao termos dos contratos, mas, em contrapartida haveria um custo adicional associado à compra de energia no mercado de curto prazo, ponderado por uma determinada probabilidade de problemas operacionais acontecerem.

⁵⁸ Por outro lado, no caso dos EUA que tem um mercado spot para monetização do gás bem desenvolvido, a rápida produção inicial é capaz de proteger o investidor da volatilidade de preço de forma a reduzir o risco de mercado.

Figura 21 - Hipótese da Curva de Produção do Poço (Mm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de DUMAN (2012)

É interessante observar que, segundo o estudo feito por MIT (2011), a produtividade inicial vai depender de uma série de fatores, sendo objeto essencial na análise de sensibilidade a ser desenvolvida na próxima seção. De fato, mesmo quando comparamos regiões dentro dos Estados Unidos, a produtividade inicial varia de 240 Mm³/dia - *Haynesville* até 55 Mm³/dia - *Barnett* (MIT, 2011).

3.2 O CASO BASE

O caso base é uma âncora para a realização da análise de sensibilidade a ser desenvolvida mais adiante. Os parâmetros foram escolhidos a partir do estudo de projetos de viabilidade econômica já em andamento no exterior, de forma que o maior esforço desta etapa foi a busca por uma adaptação adequada dos dados coletados à realidade da indústria de gás brasileira. A tabela 3 retrata os parâmetros adotados para o caso base.

Tabela 3 - O Caso Base

Ciclo de Vida do Projeto	20 anos
Início da Produção	4º ano do projeto
Programa Exploratório Mínimo*	US\$ MM 4,5
Preço do Gás na Boca do Poço	US\$ 6/MMbtu
Preço do Óleo	US\$ 60/bbl
Porcentagem de GLP e Líquidos	5%
Produtividade do Poço	150Mm ³ /dia
CAPEX por poço	US\$ MM 10
OPEX	US\$ 0,8/MMbtu
Despacho das Térmicas	100%
Royalties	10%
Bônus de Assinatura*	US\$ MM 0,62
Taxa de Desconto	10%
Imposto de Renda + CSLL	34%

*Taxa de câmbio - BACEN (2015)

Elaboração Própria

Foi considerado o início da produção no 4º ano do projeto com o intuito de contemplar os três primeiros anos dedicados às atividades de exploração e avaliação (E&A). Esta primeira etapa do segmento do *upstream* é caracterizada por pesquisas geológicas, geoquímicas e geofísicas que tem como objetivo identificar as áreas com elevada concentração de hidrocarbonetos (*sweet spot*).

Nesta etapa, iniciam-se os custos referentes ao Programa Exploratório Mínimo (PEM), estipulado em unidades de trabalho no momento do fechamento do leilão. Os valores do Programa Exploratório Mínimo (PEM) e do Bônus de Assinatura foram calculados a partir de uma média dos valores apresentados para os 16 blocos arrematados na Bacia do Paraná durante a 12ª Rodada de Licitações promovida pela ANP, que engloba tanto áreas maduras quanto áreas de novas fronteiras. Assim, o modelo faz uma análise para uma bacia hipotética a ser explorada no Brasil.

Considerou-se que os poços produzem gás molhado, ou seja, além do metano, encontram-se outros hidrocarbonetos como butano, etano e propano, levando à hipótese de 5% de participação de líquidos.

As variáveis de custo utilizadas como dados de entrada do modelo financeiro foram determinadas a partir da pesquisa de dados de projetos fora do Brasil. Neste estudo, assumiu-se que a principal referência para o *capex* do projeto seria o custo por poço, de forma que a estimativa para o *capex* contempla os custos de produção em áreas com potenciais já identificados (*sweet spot*)⁵⁹.

De acordo com o estudo de Weijermars (2013) o *capex* por poço para a produção de *shale gas* em bacias sedimentares localizadas na Suécia, Polônia, Alemanha, Áustria e Turquia estaria entre US\$ 8,1 milhões até US\$ 24,5 milhões. Já com relação à estimativa para o *opex*, o mesmo estudo mostra que a grande parte das bacias apresenta um custo operacional na faixa de US\$1/MMbtu.

A produtividade de 150 mil m³/dia, apresentada no caso base, também foi determinada com base em uma série de artigos, publicações e trabalhos acadêmicos desenvolvidos no exterior. De acordo com Greenberg (2011), a Seneca Resources registrou uma produtividade acima de 100 mil m³/dia associada à sua eficiência operacional na região de *Marcellus* ao longo do ano de 2011.

Cabe ressaltar também que a empresa estimou um custo de exploração do gás não convencional em torno de US\$ 1,15/MMbtu em 2011, e um orçamento de US\$ 685 a US\$ 800 milhões, relacionado à perfuração de aproximadamente 120 poços horizontais no ano de 2012⁶⁰ (GREENBERG, 2011).

⁵⁹ Os custos de E&P são divididos entre os custos de E&A e os custos de desenvolvimento dos poços. A referência para o *capex* por poço engloba somente os custos do desenvolvimento, de forma que para calcularmos o *capex* total temos que acrescentar os custos com E&A através do valor estimado para o Programa Exploratório Mínimo (PEM).

⁶⁰ Isto daria um custo por poço na faixa de US\$ 5 milhões e US\$ 6 milhões. No entanto, é importante ter em mente que os custos na região de *Marcellus* são uns dos menores das bacias norte americanas, e, ainda, é preciso considerar que no Brasil os custos são naturalmente mais elevados do que na Europa e EUA.

O estudo sobre a lucratividade dos poços de *shale gas* na região de *Marcellus*, apresentado em DUMAN (2012), considera uma produtividade inicial de 113 mil m³/dia. De acordo com a média dos custos declarados pelas principais companhias atuantes na região, como EQT Corporation, Cabot Oil & Gas, Chesapeake Energy Corporation e Range Resource, o custo total com atividades de perfuração e completação, foi de US\$ 4,5 milhões por poço (DUMAN, 2012).

Além disso, a partir da coleta de dados destas mesmas empresas, o autor considera um custo operacional fixo ao longo do projeto igual a US\$ 0,7/MMbtu.

Definiu-se que o preço do gás na boca do poço é igual a US\$6/MMbtu⁶¹. Este preço seria suficiente para cobrir os custos do *upstream*, e, ainda, permitiria a competitividade da planta térmica nos leilões promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

O caso base assume um despacho termelétrico contínuo, ou seja, inflexível. Este cenário não é condizente com o perfil convencional dos contratos com o sistema elétrico brasileiro, mas foi escolhido visto que, desde outubro de 2012, vem-se despachando muito frequentemente as usinas termelétricas, de forma a sugerir uma possível mudança nas formas de contratação pelo Sistema Elétrico Brasileiro (SEB).

O percentual do imposto de renda foi definido de acordo com o Código Tributário Nacional, de forma a atribuir 25% definido para as grandes empresas, e 9% referente à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL).

A base de cálculo consiste na renda bruta deduzida de gastos com *opex*, impostos sobre *opex*, depreciação do *capex* e *royalties*. A depreciação do *capex*, por sua vez, é calculada através do método de unidades de produção, ou seja, não se considera valores depreciados não recuperados.

Além dos tributos diretos (IR, CSLL, PIS, COFINS e CIDE), foram aplicados os impostos indiretos (ISS, ICMS, IPI e II), de acordo com as determinações da legislação tributária

⁶¹ O preço aqui utilizado coincide com o *breakeven price* estimado no PEMAT 2013 – 2022 (EPE, 2013) para o gás não convencional.

brasileira, expostas no capítulo 2. A simulação do projeto de viabilidade econômica incorpora tais parâmetros tributários através da sua aplicabilidade em diferentes categorias de custos⁶².

Finalmente, a taxa de desconto utilizada para indicar o nível de atratividade mínima do investimento, ou o custo de oportunidade de se investir em outros projetos mais seguros, foi escolhida de acordo com uma premissa exógena ao modelo, de um WACC⁶³ hipotético igual a 10% a.a.⁶⁴.

3.2.1 Resultados do Caso Base

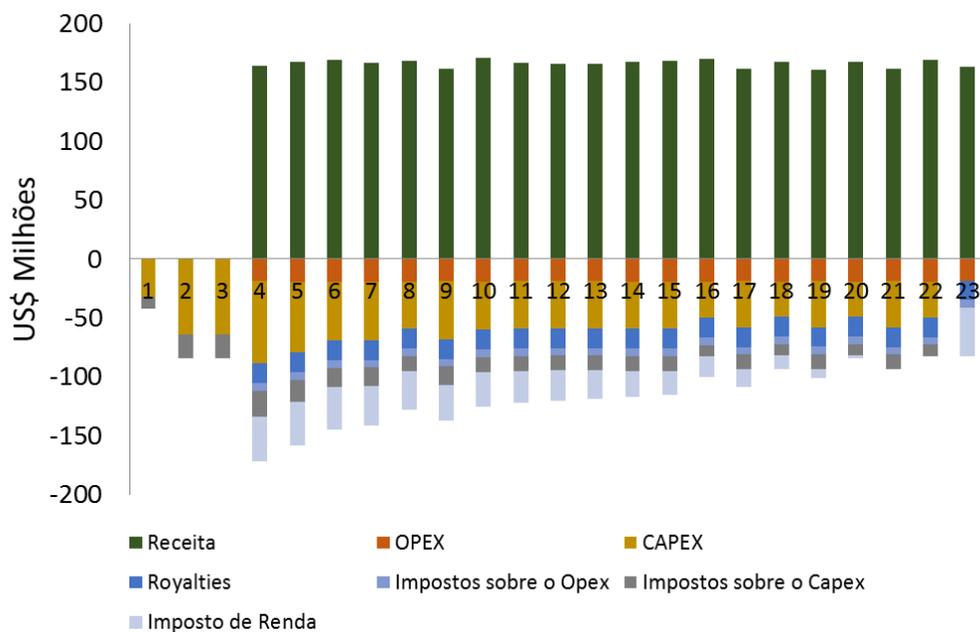
De posse dos dados de produção, preço, custos e participação governamental, foi possível estruturar o fluxo de caixa do projeto de viabilidade econômica do gás não convencional no Brasil. A partir dos cálculos intrínsecos e subjacentes ao modelo, temos então o seguinte resultado para o fluxo de caixa do projeto:

Figura 22 - Fluxo de Caixa Descontado para um Projeto Hipotético de E&P de Gás Não Convencional no Brasil

⁶² Para um maior entendimento sobre categorias tributárias e categorias de custo, ver ACCURSO e ALMEIDA (2012).

⁶³ *Weighted Average Cost of Capital* representa o custo ponderado do capital das companhias, ou seja, mede a remuneração requerida sobre o capital investido que seja capaz de cobrir custos e gerar um determinado lucro.

⁶⁴ Aqui caberia um esforço adicional no sentido de se dimensionar uma taxa de desconto, ou um WACC, maior para os primeiros anos do projeto por compreender um risco mais elevado.



Elaboração própria

É possível observar que, diferente do que ocorre nos processos convencionais, na atividade de E&P do gás não convencional, grande parte dos gastos com capital acontece durante a produção, permitindo ao operador realizar ajustes nas decisões de investimentos durante o projeto.

As considerações acerca da viabilidade econômica do projeto são feitas baseadas nos seguintes resultados econômicos:

Tabela 4- Resultados Econômicos

Taxa Interna de Retorno	12,26%
<i>Company Take</i> (VPL)	US\$ 49 milhões
<i>Government Take</i>	US\$ 480 milhões

Elaboração própria

Ou seja, tomando-se como hipótese o caso base, o projeto se viabilizaria no Brasil. Entretanto, cabe destacar que apesar de positiva, a rentabilidade do projeto (12,26%) indica a baixa atratividade dos projetos brasileiros de E&P do gás não convencional. Mesmo considerando a

hipótese de um despacho termelétrico 100% inflexível, e produtividade do poço relativamente otimista, o projeto encontra-se no limiar da atratividade econômica.

A próxima seção é responsável pelo estudo de sensibilidade que busca identificar quais variáveis mais impactam a atratividade econômica nos projetos de E&P do gás não convencional no Brasil. A identificação destas variáveis mostra para onde devem ser direcionados os maiores esforços das companhias interessadas em produzir hidrocarbonetos não convencionais no país.

Este estudo é fundamental na medida em que irá delinear a formulação do modelo de negócios que se viabilizaria no Brasil. Ao associar as características econômicas e regulatórias do ambiente de negócios brasileiro, com os resultados indicados pela análise de sensibilidade, será possível identificar as possíveis estratégias de companhias atuantes na indústria brasileira, de forma que as suas limitações frente às possibilidades no ambiente norte-americano fiquem ainda mais evidentes.

3.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

O caso base conforme exposto no item acima é um ponto de partida para que a análise de sensibilidade possa ser desenvolvida. As variáveis que compõem o estudo de sensibilidade são: preço do gás, *capex*, *opex*, produtividade do poço, percentual de líquidos e *royalties*. Sabendo-se que o projeto do *upstream* é integrado com uma térmica na boca do poço de produção do gás, foi feito um estudo também sobre o impacto da inflexibilidade termelétrica, conforme valores declarados nos leilões, sobre a viabilidade econômica do projeto.

As diferenças e o entendimento do ambiente de negócios dos Estados Unidos e do Brasil evidenciaram que os custos de E&P do gás não convencional dependem, entre outros fatores, da possibilidade de escala produtiva e do incentivo do governo, através de investimentos em P&D que estimulassem o aprendizado tecnológico necessário para a atividade.

Esta seção será responsável pelo estudo de sensibilidade, que mostra como a atratividade do projeto varia frente às variáveis de interesse. As variáveis que compõem a análise que se segue são:

- i. Custo do capital (CAPEX);
- ii. Custo operacional (OPEX);
- iii. Produtividade do Poço;
- iv. Preço do gás;
- v. Qualidade do Gás;
- vi. *Royalties*;
- vii. Despacho Termelétrico X Produtividade do Poço; e
- viii. Capacidade Instalada.

O primeiro estudo a ser apresentado mostra como o *capex* impacta a atratividade do projeto do *upstream*. Segundo Duman (2012), custos de perfuração dependem de fatores físicos como as dimensões e pressão do reservatório, e também de fatores comerciais como a disponibilidade de bens, serviços e tecnologia.

O estudo de sensibilidade busca então controlar a forte variabilidade do custo, através do entendimento de seus impactos no projeto. Somente como um parâmetro de comparação, na análise da KPMG (2012) - baseada nos dados da Schlumberger, o custo do desenvolvimento do *shale gas* na Polônia seria, em média, quase três vezes o custo nos Estados Unidos⁶⁵.

Ainda neste contexto, de acordo com *THE ECONOMIST* (2014), o *capex* para os poços de *shale gas* na região de *Vaca Muerta*, na Argentina, passou de US\$ 11 milhões em 2011 para US\$7,5 milhões em 2014. Esta redução é explicada pelo processo de aprendizado tecnológico e disseminação do *know how* da indústria através do processo conhecido como o *learning – by – doing*.⁶⁶

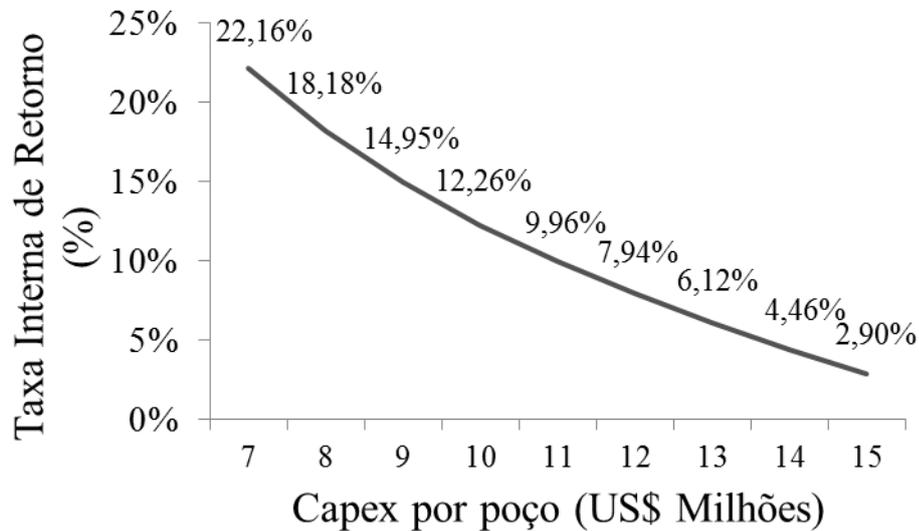
Não há dúvidas sobre a importância da redução de custos da atividade exploratória, no entanto, a análise de sensibilidade mostra de fato qual seu impacto na atratividade do projeto.

⁶⁵ O custo de uma perfuração direcional de 2 mil metros nos Estados Unidos está em torno de US\$ 3,9 milhões comparado com US\$ 11 milhões na Polônia (KPMG, 2012).

⁶⁶ A estratégia das empresas também exerceu um papel importante no sucesso das atividades em *Vaca Muerta*. Segundo *The Economist* (2014), a empresa EXXON Mobil anunciou em maio de 2014 que 770 barris de *shale oil* estavam sendo produzidos em um poço exploratório da região. Além disso, a empresa argentina YPF atuou em mecanismos de *joint venture* com a Chevron – em um acordo de US\$ 1,4 bilhões, e com a Malásia Petronas – em um acordo no valor de US\$ 550 milhões, com o objetivo de desenvolver poços com potenciais para recursos não convencionais na região de *Vaca Muerta*. (*THE ECONOMIST*, 2014)

Neste sentido, a figura 23 mostra a sensibilidade da taxa interna de retorno às variações do *capex* por poço.

Figura 23- Impacto Econômico do *Capex*



Elaboração própria

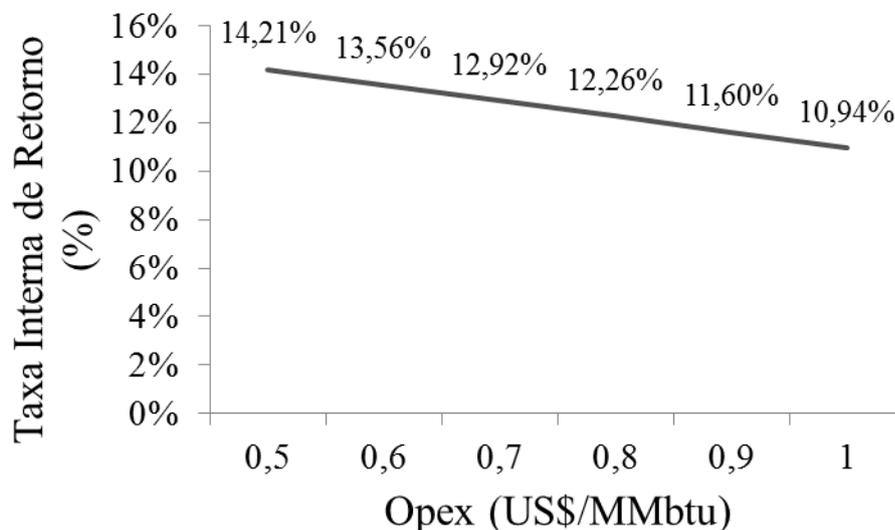
O gráfico enfatiza a importância da redução de custos na atratividade dos projetos do *upstream*. Como nos Estados Unidos já havia um ambiente econômico e regulatório positivo para a atividade, os *players* puderam concentrar seus esforços na eficiência operativa de forma a gerar lucros relevantes em cenários de preços altos do gás natural.

No caso do Brasil, considerando as demais variáveis constantes, se os agentes conseguissem reduzir seu *capex* por poço para US\$ 10 milhões, o projeto de E&P do gás não convencional se viabilizaria no país.

A análise de sensibilidade mostra, portanto, que o aumento de US\$ 1 milhão no custo por poço, em comparação com o caso base, já faria com que o projeto se inviabilizasse. Além disso, para cenários de baixa produtividade, condizente com alguns estudos levantados sobre poços hipotéticos na Europa, somente no caso do *capex* igual a US\$ 7 milhões por poço, que haveria atratividade do projeto do *upstream*.

Além do impacto do *capex* é interessante analisar o impacto do *opex* sobre a atratividade do projeto. O *opex*, diferente dos gastos iniciais com o *capex*, não apresenta impacto muito significativo na economicidade das atividades de E&P do gás não convencional.

Figura 24 - Impacto Econômico do *Opex*



Elaboração própria

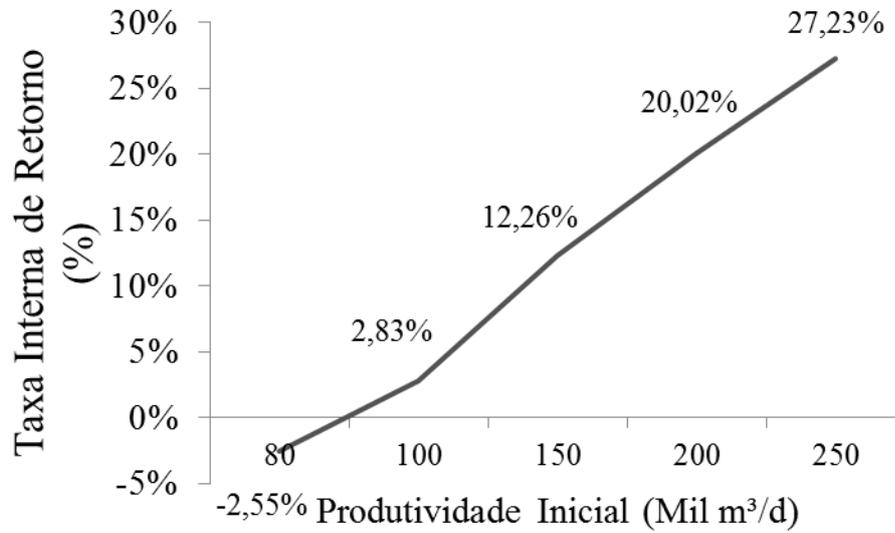
Mesmo que os custos da exploração de um poço de *shale gas* sejam altos, o custo por unidade de gás produzido acaba sendo menor do que nas atividades convencionais.⁶⁷ Esta diferença é explicada pelo fato de que as tecnologias empregadas para a produção de gás não convencional permitem um maior acesso à rocha geradora, de tal maneira que a produtividade inicial acaba sendo muito mais alta do que aquela resultante de um poço convencional⁶⁸.

No entanto, ainda não existe uma metodologia robusta para a estimação da produtividade inicial, que vai depender da geologia dos reservatórios e do método empregado. A figura 25 ilustra o impacto da produtividade do poço. A escolha de um índice de produtividade adequado é um componente importante para garantir a robustez do modelo.

⁶⁷ Conforme exposto em IHS (2011), o custo dos poços de *shale gas* perfurados em 2011 ficaram entre 40 – 50% abaixo dos custos associados aos poços convencionais.

⁶⁸ De acordo com KPMG (2011), a produtividade inicial de um poço de *shale gas* estaria em torno de 85 mil m³/dia contra 28 mil m³/dia em um poço convencional.

Figura 25 - Impacto Econômico da Produtividade do Poço

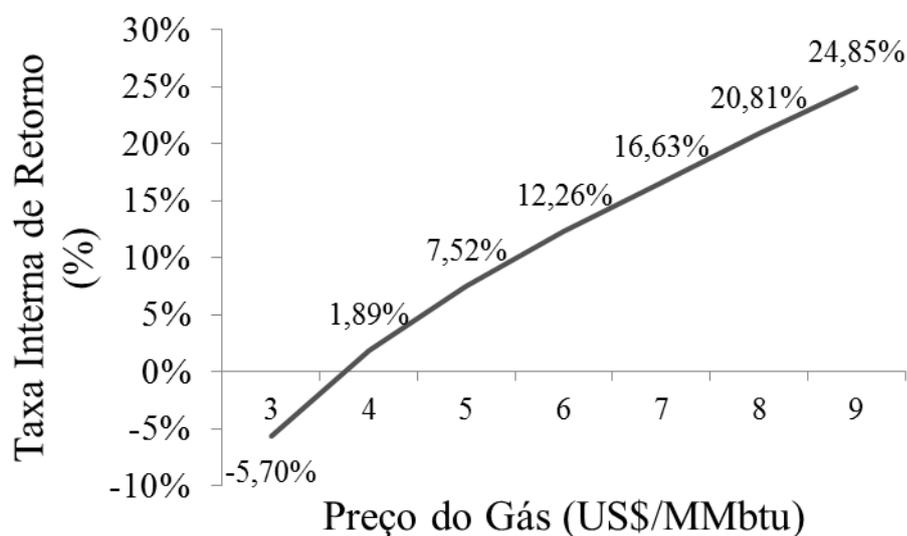


Elaboração própria

A produtividade do poço mostrou-se muito significativa. Apesar de fundamental é uma variável que, além de depender, inicialmente, da geologia dos reservatórios, só se mostra passível de controle, quando a atividade já atinge um maior grau de maturidade, que não é o caso do Brasil.

A seguinte variável a ser estudada é o preço do gás natural. A figura 26 mostra que o seu impacto é significativo, e o *breakeven price* do projeto é igual a US\$ 5,7/MMbtu.

Figura 26 – Impacto Econômico do Preço do Gás



Elaboração própria

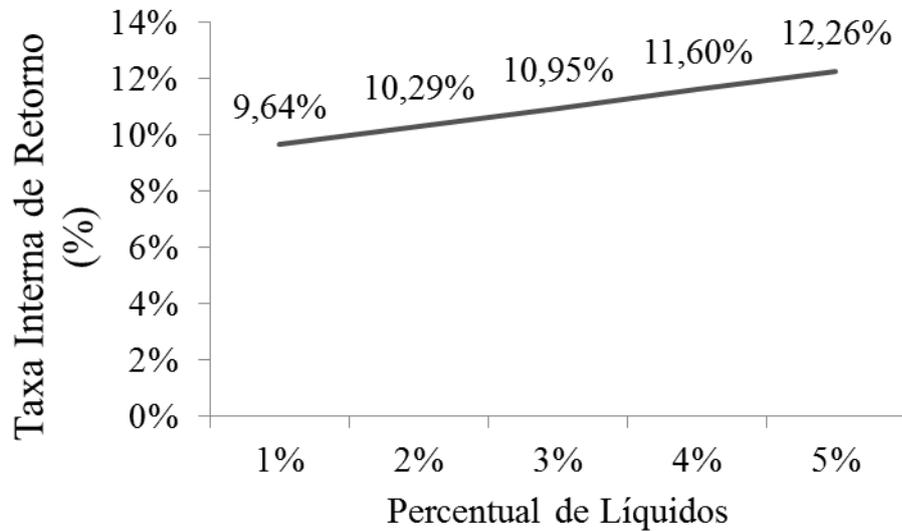
O preço que é suficiente para cobrir os custos do *upstream* e promover a competitividade da planta térmica nos leilões de energia nova promovidos pela ANEEL, é inferior àquele que a Petrobras paga para importar GNL de outros países⁶⁹. Tratando-se de um cenário de custos hipotético, sugere-se a possibilidade de revisão dos preços indicados pelo SEB, de forma a conceder maior atratividade econômica para os projetos do *upstream* do gás não convencional. Apesar do preço do gás importado da Bolívia estar em patamares mais baixos, as incertezas associadas à finalização dos contratos a partir de 2019, e à capacidade do país em manter o fornecimento de cerca de 30 MMm³/dia de gás natural para o Brasil, compromete a segurança do abastecimento nacional, e evidencia a importância do estímulo à produção doméstica.

Além desta interpretação, o gráfico mostra que em um ambiente de baixo preço do gás natural, como ocorreu após o *boom* na oferta de 2008, a redução de custos aparece como um componente central na viabilidade econômica dos projetos.

De acordo com a hipótese da característica do gás produzido, foi feita uma análise de sensibilidade sobre o percentual de líquidos na produção, conduzindo ao seguinte resultado:

⁶⁹ De acordo com os dados disponibilizados pelo Ministério de Minas e Energia (MME, 2015), em 2014, a Petrobras pagou uma média de US\$ 15,09/MMbtu para importar o GNL.

Figura 27 - Impacto Econômico da Participação de Líquidos

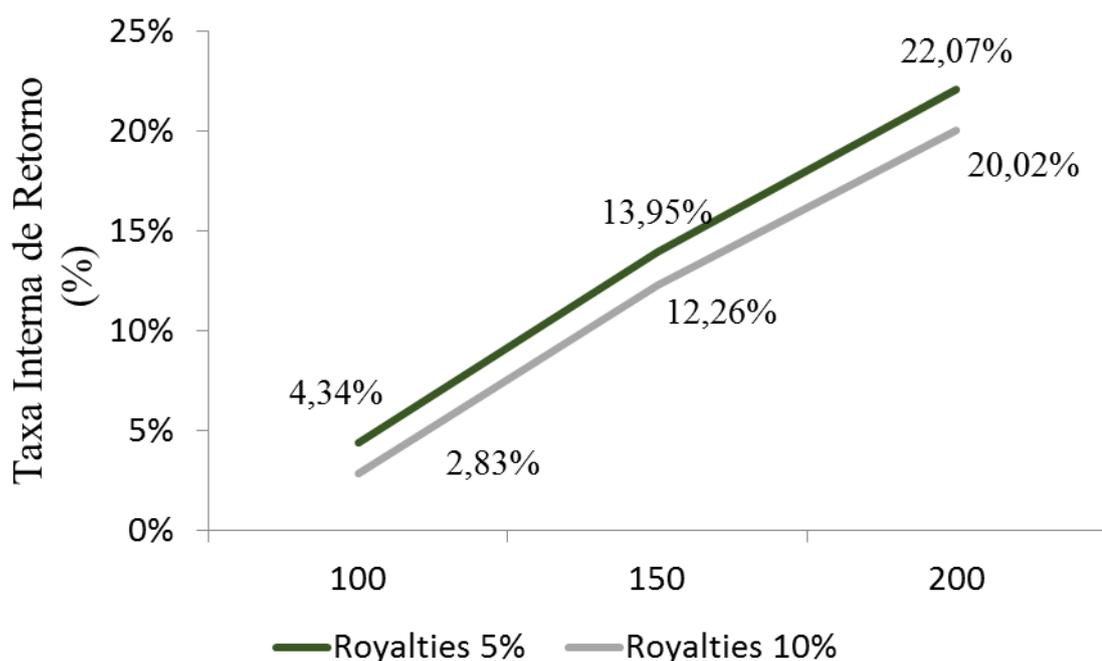


Elaboração própria

Apesar de não consistir em um parâmetro com impacto tão relevante na atratividade do projeto, o gráfico evidencia que quanto menor a participação de líquidos, menor a possibilidade de que a atividade seja economicamente viável. Isto é explicado pelo fato de que o preço dos líquidos utilizado no caso base é um preço elevado se comparado com a premissa do modelo para o preço do gás.

Foi estudado o impacto dos *royalties* para diferentes cenários de produtividade. A figura 28 mostra que um esforço do governo de redução das alíquotas se configura em uma estratégia consistente para promoção da indústria nacional. Apesar de apresentar um impacto menos significativo do que as variáveis testadas acima, como preço do gás, custos e produtividade do poço, o percentual de *royalties* é uma variável que pode ser controlada e tem uma implementação mais simples e impacto imediato no fluxo de caixa.

Figura 28- Impacto Econômico do Percentual de *Royalties*



Elaboração própria

Conforme apresentado anteriormente, o projeto supõe a construção de uma termelétrica na boca do poço de produção do gás. Esta hipótese, apesar de livrar o empreendedor de preocupações associadas ao escoamento do gás, acaba gerando duas fontes de inviabilidade do projeto:

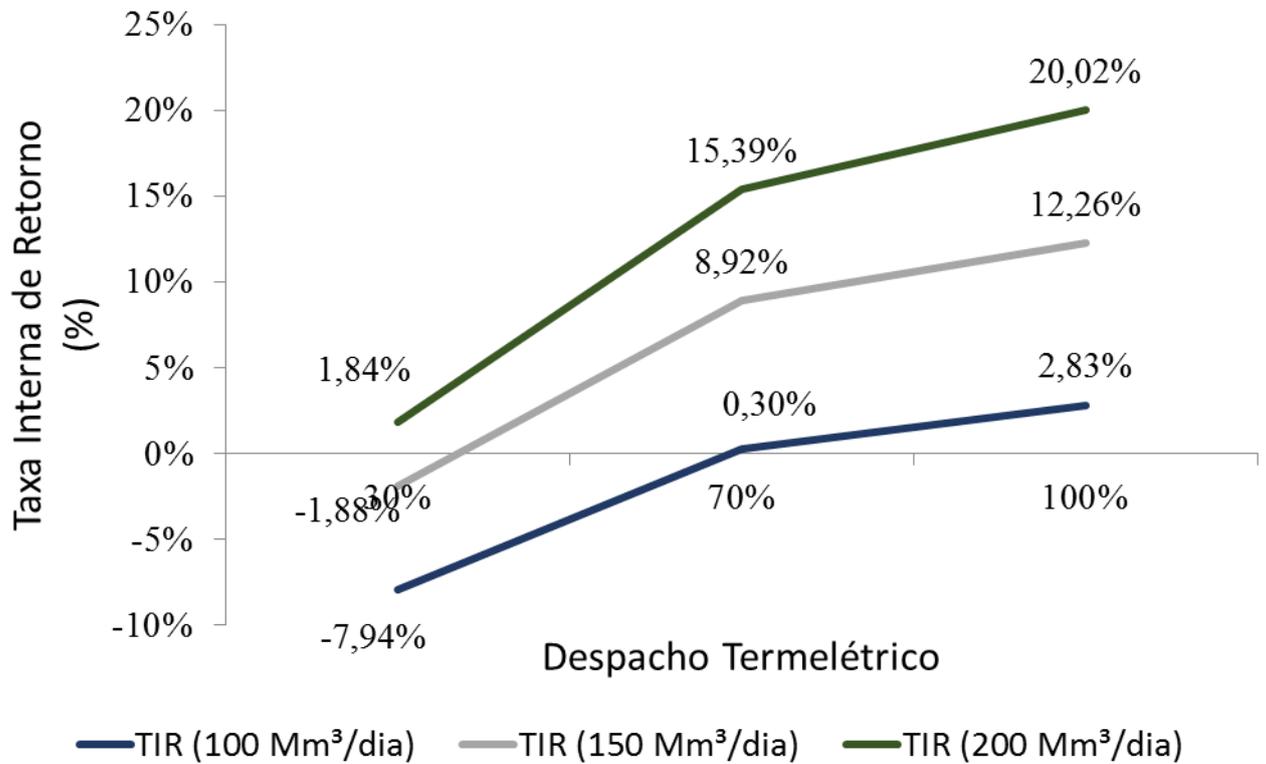
- i. Possibilidade de despacho muito flexível, limitando a produção (receita) e ainda reduzindo a produtividade dos poços; e
- ii. Capacidade instalada 20% acima do contrato para fazer frente a eventuais problemas operacionais com algum poço.

A fim de controlar tais variações, o modelo faz uma análise de sensibilidade para cada um destes fatores. Enquanto a flexibilidade do despacho é crucial para a competitividade da planta térmica nos leilões de energia promovidos pela ANEEL, a figura 29 mostra que as incertezas associadas ao nível de flexibilidade são determinantes para a avaliação do projeto do *upstream*.

Neste caso, a análise foi feita para diferentes cenários de produtividade do poço. Somente em um cenário otimista, ou seja, produtividade do poço igual a 200 mil m³/dia, que o despacho de

70% não inviabiliza as atividades de E&P do gás não convencional. Já no caso do despacho de 30%, nenhum cenário é economicamente atrativo.

Figura 29- Impacto Econômico da Flexibilidade do Despacho



Elaboração própria

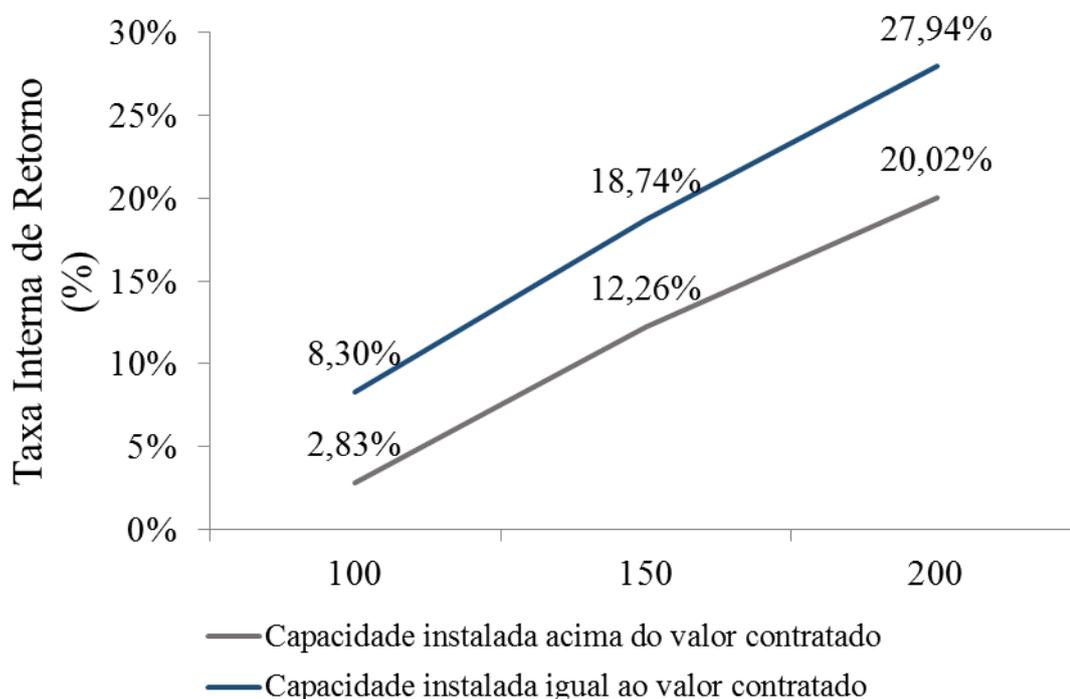
Além da impossibilidade de vender um gás já pronto para ser produzido consistir em uma premissa significativamente onerosa para o investidor, as conversas com geólogos, feitas ao longo da pesquisa, levou a necessidade de incorporação de uma queda de 10% na produtividade do poço frente à flexibilidade do despacho.

Através de um cálculo subjacente, a performance de cada poço é remodelada de forma a considerar o fato de que não é possível abrir e fechar um poço sem consequências negativas na dinâmica da atividade exploratória e produtiva do gás.

A análise de sensibilidade mostra que a soma destes fatores faz com que a flexibilidade do despacho comprometa fortemente os projetos do *upstream* relacionados ao gás não convencional.

Com relação ao item ii, a figura 30 ilustra o impacto negativo da premissa de se manter uma capacidade instalada 20% acima do valor contratado pela termelétrica. De fato, a impossibilidade de despacho por uma usina que venha a ser chamada por ordem de mérito pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) gera multas consideráveis, além de expô-la ao mercado de curto prazo, e às incertezas associadas ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)⁷⁰.

Figura 30- Impacto Econômico do Excesso de Capacidade da Planta Térmica



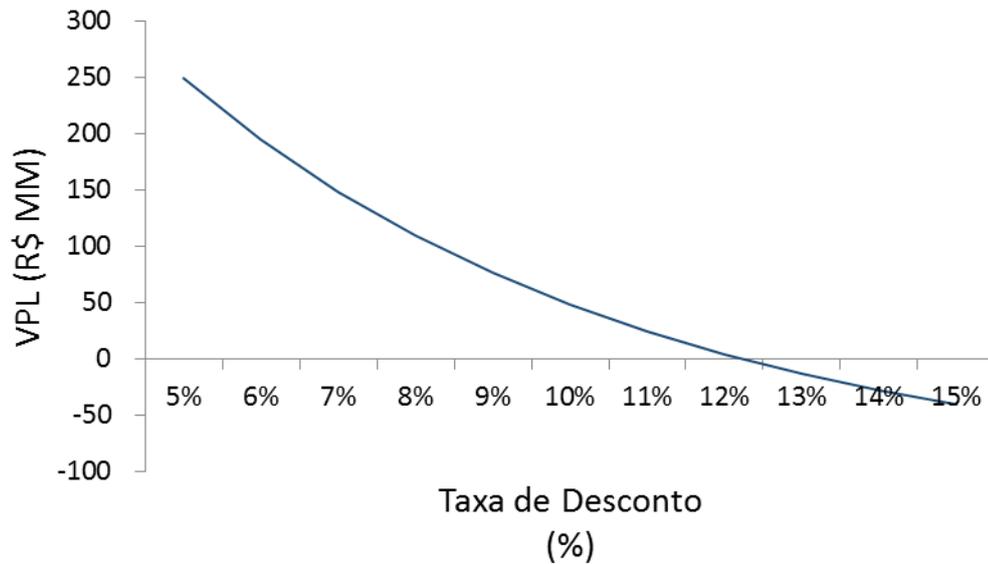
Elaboração própria

É interessante analisar também o impacto econômico da taxa de desconto adotada no projeto. Foi visto que o percentual assumido no caso base é uma boa proxy para o WACC dos projetos de E&P de gás não convencional no mercado brasileiro.

⁷⁰ Para maiores informações sobre o perfil dos contratos do SEB com as termelétricas ver Castro e Brandão (2010).

No entanto, as incertezas em torno da taxa de desconto não devem ser ignoradas, de forma que a Figura 31 mostra o desempenho do retorno financeiro frente a mudanças na taxa de desconto do projeto.

Figura 31 – Impacto Econômico da Taxa de Desconto

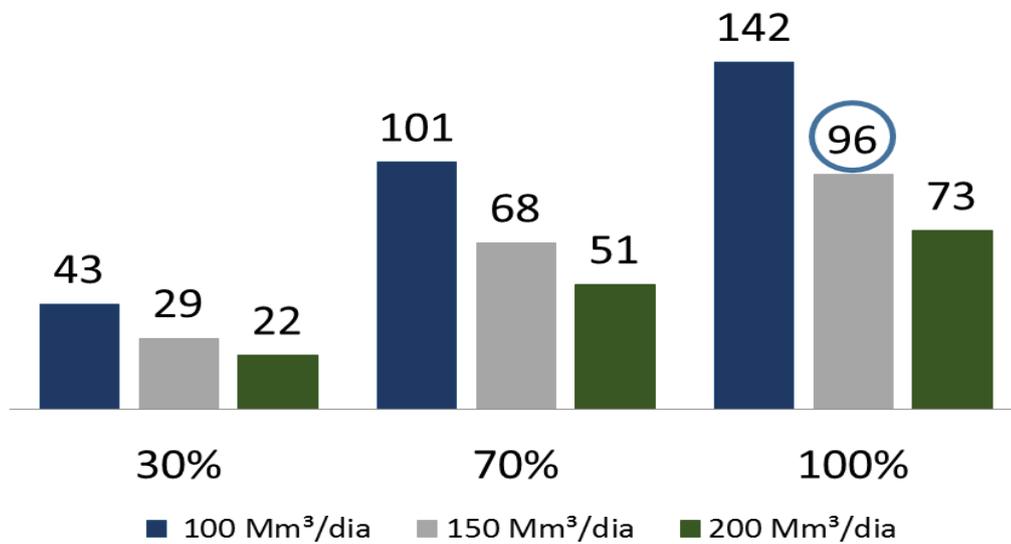


Elaboração própria

Como era de se esperar, taxas de desconto mais elevadas reduzem o VPL, uma vez que aumenta o custo de oportunidade do projeto de E&P.

Finalmente, é interessante observar que a queda do número de poços perfurados só se traduz em ganho de atratividade do projeto, se for explicada por um aumento da produtividade de cada poço, e não pela flexibilidade do despacho termelétrico. A figura 32 retrata o número de poços para diferentes cenários de despacho e produtividade do poço.

Figura 32– Número de Poços Perfurados para Cenários de Despacho e Produtividade



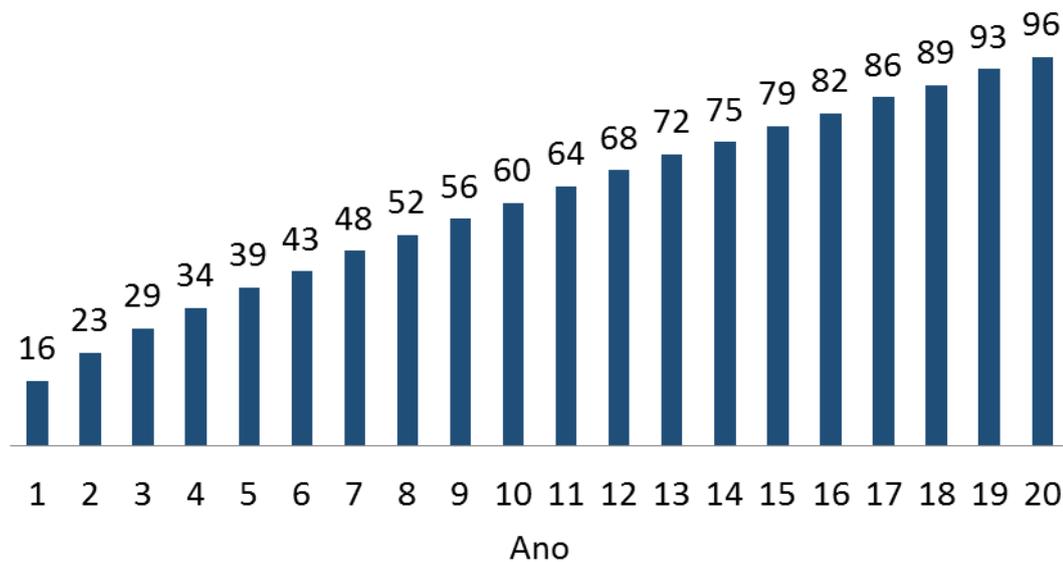
Elaboração Própria

O caso base, conforme descrito na seção acima, chega em um valor total de 96 poços perfurados para se manter a produção de 2 MMm³/dia ao longo dos vinte anos de produção do campo. Cabe ressaltar que estes valores são muito otimistas frente ao cenário que se observa no segmento do *upstream* associado ao gás natural, e, principalmente, ao gás não convencional, no Brasil dos últimos anos.

O capítulo 2 mostrou que o número de poços perfurados nas bacias terrestres brasileiras, indica para um nível de atividade exploratória muito abaixo daquela observada nas bacias norte-americanas. Assim, para que se consiga de fato uma perfuração dinâmica, atingindo valores próximos aos 96 descritos pelo caso base, seria preciso superar uma série de desafios estruturais do cenário brasileiro.

Entre eles, cabe destacar a burocratização que permeia as atividades de perfuração de poços, que leva ao pouco conhecimento geológico sobre as bacias sedimentares brasileiras, e consequentemente a um maior risco do projeto – tanto abaixo, quanto acima do solo.

Figura 33 - Número de Poços Perfurados (Acumulado)



Elaboração própria

3.4 RESULTADOS E CONSOLIDAÇÃO DO MODELO DE NEGÓCIOS ADEQUADO

A análise de viabilidade econômica do gás não convencional apresentada neste capítulo sugere um modelo de negócios que, ao contemplar o arcabouço regulatório e econômico por trás dos projetos do *upstream* é capaz de controlar os riscos acima do solo que dificultam a exploração de recursos não convencionais no Brasil.

Apesar dos resultados da análise apontarem para a atratividade dos projetos, é fundamental reforçar que o caso base retrata um cenário hipotético para o caso brasileiro, na medida em que ainda (até 2015) não existem hidrocarbonetos não convencionais sendo produzidos no mercado nacional.

Mesmo diante de um cenário conservador, associado às premissas positivas de custo e produtividade do poço, o resultado mostra que tais projetos estão no limiar da atratividade econômica. Qualquer adaptação menos positiva, levaria a inviabilidade econômica dos recursos não convencionais no Brasil.

Para o caso base, a taxa interna de retorno foi igual a 11,48%, o valor presente líquido igual a US\$ 49 milhões e o *Government Take* igual a US\$ 480 milhões.

Dentre as variáveis testadas, a produtividade do poço prevaleceu como a mais representativa, e com maior impacto na viabilidade econômica dos projetos do *upstream*. No entanto, conforme abordado anteriormente, este fator irá depender da geologia dos reservatórios bem como da capacidade técnica dos métodos empregados. Neste sentido, é uma variável que vai além da capacidade de atuação do mercado, seja através de estratégias empresariais, seja através de políticas públicas.

Em segundo lugar, o despacho termelétrico apareceu como o fator que mais impacta a viabilidade econômica dos projetos do *upstream*. Assim, a interpretação do resultado gerado pelo modelo é que, visto a ausência de uma rede de gasodutos madura, a promoção da indústria nacional de gás passa inexoravelmente por uma revisão das regras associadas à inserção das termelétricas a gás natural no setor elétrico nacional.

Cabe ressaltar que o *capex* apareceu como um grande componente na atratividade dos projetos do *upstream*. Este resultado é condizente com o modelo de negócios das empresas norte-americanas, em que a escala do método exploratório e produtivo possibilitou que o processo econômico conhecido como *learning by doing* acontecesse, reduzindo custos e trazendo eficiência para os projetos.

Também como forma de gerenciamento de demanda e controle de custos, foi estudado no capítulo 1 as estratégias de integração para frente, com o mercado consumidor, e integração para trás, com fornecedores, por parte das companhias envolvidas no *business* do *shale gas* nos Estados Unidos.

Assim, como o modelo financeiro mostra que as variáveis de custo são importantes na viabilidade econômica dos projetos do *upstream*, o modelo de negócios que se viabilizaria no Brasil, deveria contemplar tais mecanismos estratégicos, de forma a viabilizar a entrada de pequenas e médias empresas fundamentais para o desenvolvimento de uma dinâmica exploratória eficiente.

Além disso, como destacado no caso da Argentina, observa-se mecanismos de *joint venture* entre grandes empresas do setor com o objetivo de levantar recursos para financiar a produção do gás não convencional.

Além do despacho termelétrico e do capex, o preço do gás se mostrou relevante para a atratividade econômica dos projetos de E&P do gás não convencional. O sucesso da experiência norte-americana evidencia este resultado, já que um dos condicionantes foi a manutenção do preço do gás em patamares elevados ao longo da década de 2000, além do destaque das políticas públicas no que tange aos subsídios e desregulamentação de preços.

Adaptando para a realidade brasileira, confirma-se que a estratégia de estímulo aos projetos de E&P no país é uma boa ferramenta de redução de custos para o consumidor final uma vez que o preço que viabiliza o projeto está bem abaixo daquele pago pela Petrobras para importar GNL de outros países.

No que tange à importância da redução de custos, a análise de viabilidade econômica mostra então que, além do ambiente externo, as estratégias das companhias constituem um fator crucial para a economicidade dos projetos.

Estes processos, por outro lado, não parecem muito factíveis no Brasil, dada a enorme complexidade burocrática que temos visto em torno dos projetos de E&P de gás em terra, em especial o não convencional, que se traduzem em enorme insegurança jurídica e regulatória no país, de forma a desestimular os potenciais investimentos nas bacias brasileiras.

Além da dificuldade na minimização de custos operacionais por parte das companhias interessadas no ambiente brasileiro, de acordo com CNI (2015), os custos regulatórios ainda são primordiais:

As barreiras associadas ao desenvolvimento do gás não convencional no Brasil iniciam-se ainda na elevada burocracia dos processos de licenciamento ambiental, na falta de incentivos fiscais para o gás não convencional, e na política de conteúdo local inadequada com a capacidade brasileira de fornecimento de bens e serviços para as atividades do *upstream* (CNI, 2015).

Em suma, é necessária uma maior coordenação entre o Estado e os agentes privados, de forma que a regulação brasileira consiga acompanhar a situação subjacente da indústria de gás natural no Brasil. Os fatores regulatórios deveriam atuar em convergência com o desenvolvimento da indústria e não prejudicar o seu desempenho.

Assim, superado tais desafios, espera-se que a análise de viabilidade econômica, e o modelo de negócios decorrente desta análise, possam servir como uma ferramenta importante de controle de variáveis estruturais e conjunturais que permeiam as decisões dos investidores na indústria nacional.

Como trabalhos futuros a serem realizados, sugere-se a incorporação da curva de aprendizado tecnológico sobre o dimensionamento da produção dos poços e sobre a evolução dos custos do projeto. Entende-se que conforme a disseminação do *know – how* da atividade ganhe força, e o processo do *learning – by – doing* se consolida, os poços perfurados teriam uma maior produtividade, e, conseqüentemente, haveria uma redução do número de poços perfurados se traduzindo em redução de custos.

CONCLUSÃO

O Brasil é reconhecido mundialmente por sua matriz energética predominantemente hidrelétrica. Apesar da fonte de geração hídrica ter participação dominante no parque gerador brasileiro, o país vem apontando para um papel cada vez maior das usinas termelétricas. A necessidade de uma fonte segura de *back-up* da geração intermitente, associada ao aumento das preocupações ambientais, coloca o gás natural como um combustível estratégico para a robusta condução das políticas energéticas brasileiras.

Mesmo diante deste cenário, e sabendo-se do potencial das bacias sedimentares brasileiras para produção de hidrocarbonetos no mercado nacional, o Brasil tem aumentado a sua dependência com relação às importações de GNL, impondo um custo adicional para o consumidor e comprometendo a competitividade da indústria nacional.

A busca pelos contratos de GNL é explicada pelo aumento da participação do gás no setor elétrico, principalmente entre 2013 e 2014. De fato, o perfil de contratação das térmicas por parte do Sistema Elétrico Nacional, ao valorar a flexibilidade do despacho, acaba dificultando o investimento em produção de gás no mercado nacional, na medida em que o empreendedor não pode contar com uma demanda segura para a sua produção. O problema é que os contratos de GNL ao contemplarem compras no mercado *spot* ou no mercado de curto prazo, acabam sendo muito mais custosos para o Brasil do que o gás que poderia ser produzido internamente, ou comprado através de contratos de longo prazo – “*ship or pay*” e “*take or pay*”.

Além da dificuldade de monetização do gás, foi visto que o desenvolvimento do segmento do *upstream* associado ao gás não convencional no mercado nacional está condicionado a uma série de fatores.

A experiência norte-americana mostrou que uma série de condicionantes foram fundamentais para conduzir os modelos de negócios das companhias naquele país, que puderam direcionar seus esforços para redução de custos, através da formulação de estratégias de *joint venture* com outras companhias, uma vez que o ambiente já se mostrava favorável para o progresso

das atividades. Entre os condicionantes, foram abordados os incentivos governamentais e a redução de tributos aplicáveis às atividades de E&P do gás não convencional, a facilidade de acesso aos recursos, a estrutura da indústria e a existência de uma cadeia de fornecedores de bens e serviços bem desenvolvida, a regulação leve e ausência de mecanismos complexos de burocratização das atividades, a existência de um mercado de *equity* desenvolvido e sofisticado, e a manutenção durante anos da década de 2000 do preço do gás em patamares elevados.

Em contraste com o ambiente de negócios discutido no capítulo 1, o capítulo 2 abordou o processo que um potencial investidor de gás não convencional deveria enfrentar no mercado brasileiro. Mesmo com as estimativas favoráveis de recursos recuperáveis de *shale gas* realizadas pelo Departamento de Energia Norte Americano para o Brasil, os recursos ainda apresentam um longo caminho a percorrer para que de fato venham a ser produzidos no Brasil.

A comparação entre os dados de produção de gás natural, reservas provadas e número de poços perfurados evidencia a forte diferença no conhecimento geológico das bacias sedimentares norte-americanas e brasileiras. Enquanto nos Estados Unidos o esgotamento da produção de hidrocarbonetos convencionais justificou a busca por novas fronteiras exploratórias, no Brasil, a potencialidade para produção de recursos convencionais coloca a produção mais complexa e custosa para segundo plano.

Na ausência de importantes condicionantes para o desenvolvimento dos recursos não convencionais no Brasil, o modelo de negócios das companhias deve atuar no sentido de minimizar riscos e incertezas, estabelecendo condições seguras de venda do gás (integração para frente) ao mesmo tempo que indica cenários capazes de controlar as incertezas econômicas e regulatórias do ambiente de negócios brasileiro.

O desenvolvimento do modelo de negócios, conforme deito no capítulo 3, buscou justamente reduzir os riscos e incertezas dos projetos de E&P do gás não convencional no Brasil. Os indicadores preditos pelo modelo indicam que as atividades são viáveis, porém não muito rentáveis. Além disso, o estudo de sensibilidade econômica mostrou que a variável representativa do despacho termelétrico é a variável que tem o segundo maior impacto sobre a

atratividade do projeto, sugerindo que o resultado positivo associado ao caso base, em que uma das hipóteses é uma inflexibilidade de 100%, está sujeito à possibilidade de uma reestruturação das formas de contratação das termelétricas pelo SEB, no sentido de gerar uma melhor harmonização entre as indústrias de gás natural e eletricidade no país.

Além da importância do despacho termelétrico, o modelo mostrou que a variável de custo – capex, é fundamental para a atratividade dos projetos do *upstream*. Este resultado se traduz em mais um entrave ao desenvolvimento do gás não convencional no Brasil. Além do elevado custo de bens e serviços necessários para a atividade extrativa no país, os altos percentuais de conteúdo local, conforme demonstrados no capítulo 2, impõem um custo adicional ao investidor. A política de conteúdo local impossibilita que o investidor realize estratégias de aquisição de bens no mercado internacional, mesmo em um contexto de dificuldades de abastecimento no mercado doméstico.

O modelo de avaliação econômica destacou também a necessidade de perfuração de poços de forma dinâmica. Diferente das facilidades encontradas nos Estados Unidos, os riscos regulatórios no Brasil são significativos. A dificuldade de obtenção de licenciamentos ambientais e a burocratização em torno de contratos de E&P de gás não convencional atrasam as atividades e expulsam novos investidores na indústria nacional.

Diferente do mercado de *private equity* e *venture capital* bem desenvolvido nos Estados Unidos, os empreendedores no mercado brasileiro enfrentam grandes dificuldades para obter financiamento para a realização das atividades. O papel preponderante do BNDES gera mais um problema para os investidores do *upstream*, na medida em que o mercado de crédito se configura em um componente crucial no desenvolvimento da indústria de petróleo e gás natural.

Apesar do modelo de negócios não sugerir impacto importante do percentual de *royalties*, a possibilidade de redução se traduz em vantagens em termos de retornos econômicos. O ambiente *onshore* brasileiro merece incentivos, tais como redução de *royalties* já que ainda há muito pouco conhecimento geológico sobre as bacias sedimentares terrestres brasileiras. De acordo com CNI (2015), a adoção de alíquotas de *royalties* menores para

projetos de E&P de gás em terra consiste em um instrumento recorrentemente utilizado em diferentes países para promover a indústria.

Finalmente, uma interpretação importante do modelo se refere ao preço do gás natural. De acordo com as premissas do caso base desenvolvido no estudo, o projeto se viabilizaria para preços do gás na faixa de US\$6/MMbtu. Este preço seria suficiente para cobrir custos e gerar competitividade nos leilões de energia nova promovidos pela ANEEL. O destaque deste resultado, é que está muito abaixo do preço que a Petrobras paga para importar GNL no mercado internacional.

Diante deste resultado, a promoção do gás não convencional no mercado doméstico funcionaria como uma estratégia de redução de custos não só do sistema elétrico, mas também do setor industrial, retomando a competitividade nacional e estimulando a atividade econômica no Brasil.

A reestruturação do setor energético tem sido discutida pelos agentes, que buscam uma solução para o desenvolvimento de uma oferta segura do gás natural no ambiente nacional. Apesar dos inúmeros entraves ao desenvolvimento do gás em território nacional, a atividade de E&P do gás não convencional está na pauta de discussões do governo e dos agentes privados, que buscam favorecer o ambiente de negócios associado às atividades de E&P do gás em terra no Brasil.

No estudo da CNI (2015), são propostas, entre outras questões específicas para o ambiente terrestre, a redução dos níveis tributários – hoje mais elevados do que para a exploração *offshore*, redução da alíquota de *royalties* para 5%, definição de uma resolução CONAMA com orientação de segurança sobre a prática do fraturamento hidráulico, o desenvolvimento de um REPETRO específico para operadores *onshore*, criação de um fundo específico de *private equity*, de forma a orientar o reconhecimento do regulador de que as atividades de exploração e produção de gás não convencional são mais custosas do que as atividades convencionais.

Cabe ressaltar que o processo de licenciamento ambiental é indispensável para o desenvolvimento dos recursos de forma segura, no entanto, deve existir uma maior coordenação entre os agentes e agilidade dos processos para que o Brasil consiga avançar

economicamente, retomando a sua competitividade, de maneira a evitar um maior distanciamento das tendências mundiais.

Observa-se, portanto, que se por um lado nos Estados Unidos a discussão sobre a viabilidade econômica do gás não convencional é uma discussão individual, no nível do modelo de negócios das companhias, no caso do Brasil, observamos a necessidade de uma discussão a nível nacional.

Em outras palavras, nos Estados Unidos, a Revolução Energética ocorreu e se desenvolveu em um ambiente já favorável às atividades de E&P. Já no Brasil, o entendimento de que os projetos encontram-se no limiar da atratividade econômica, faz com que o desenvolvimento dos recursos não convencionais no nosso país dependa de uma reestruturação das bases regulatórias e econômicas da indústria do gás natural, compondo uma discussão a nível nacional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACCURSO, Vinicius e ALMEIDA, Edmar. Modelagem Econômica e Fiscal dos Projetos Petrolíferos: Impacto do Repetro sobre a Rentabilidade dos Projetos. Texto para Discussão 001/2012. Grupo de Economia de Energia. Instituto de Economia. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2012. Disponível em: http://www.gee.ie.ufrj.br/index.php/lista-producao/textos-para-discussao?search=textos_para_discussao&task=search Acesso em: 24 Nov. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS (ANP). Anuário Estatístico 2015. 2015a. Disponível em: http://www.anp.gov.br/?pg=76798#Se_o2. Acesso em: 28 Jul. 2015.

———. BANCO DE DADOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (BDEP). 2015b. Disponível em: <http://app.anp.gov.br/webmaps/> Acesso em 28 Jul. 2015.

———. Edital do Contrato de Concessão. 2013a. Disponível em: http://www.brazilrounds.gov.br/arquivos/Edital_R12/R12_edital_retificado.pdf. Acesso em: 20 de Dez. 2014.

———. Infraestrutura Atual de Transporte de Gás Natural. A Nova Lei do Gás nº 11.909/09. Tathiany Rodrigues Moreira. Superintendencia de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural – SCM. Apresentação - Agencias Reguladoras Federais, Brasília. 2009.

———. Nota Técnica nº 16, de 12 de dezembro de 2014.

———. Modelo do Contrato de Concessão - 12ª Rodada de Licitação. 2013b. Disponível em: http://www.brazilrounds.gov.br/arquivos/Edital_R12/R12_modelo_contrato_vfinal.pdf. Acesso em: 20 de Dez. 2014.

———. Relatório da Rodada de Licitações. Resultados Consolidados por Bacia. 2013c. Disponível em: <http://www.brasil-rounds-data.anp.gov.br/relatoriosbid/Bacia/ConsolidadoBaciaDesktop> Acesso em: 20 Mai. 2015

———. Reservas Brasileiras de Gás Convencional e Potencial para Gás Não Convencional. 2012a. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/seminario/Seminario_Gas_Nao_Convencional/olavo_colela_anp.pdf Acesso em: 12 Jan. 2015

———. Resolução ANP nº 02, de 14 de janeiro de 2010.

———. Resolução ANP nº 06, de 07 de agosto de 2013.

———. Resolução ANP nº 21, de 10 de abril de 2014.

———. Resolução ANP nº 30, de 19 de maio de 2014. Republicada do DOU em 15 de julho de 2014.

———. Seminário BNDES Gás Não Convencional. Painel III – Análise dos aspectos de segurança da produção de shale gas. 2012b. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/seminario/Seminario_Gas_Nao_Convencional/hugo_affonso_anp.pdf Acesso em: 03 Ago. 2015.

ALMEIDA, Edmar F.; FERRARO, Marcelo. Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos. Rio de Janeiro. Synergia. FAPERJ IE/UFRJ: UFF, 2013.

ALMEIDA, Edmar F., RODRIGUES, Felipe R. Desenvolvimento das Companhias de Petróleo Independentes no Brasil: Oportunidades e Obstáculos. Boletim INFOPETRO. Petróleo e Gás Brasil. Rio de Janeiro, RJ. Ano 7, n.1, p.10 – 13. 2006. Disponível em: http://infopetro.files.wordpress.com/2010/02/petrogas-jan_fev2006.pdf Acesso em: 13 Dez. 2014.

ARROW, Kenneth J. The Economic Implications of Learning by Doing. The Review of Economic Studies, Vol. 29, Nº 3, pp. 155 – 173. 1962.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BACEN). Relatório Focus. Relatório de Mercado. 3 de Julho de 2015. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/pec/GCI/PORT/readout/R20150703.pdf>. Acesso em: 30 de Jul. 2015.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). Seminário BNDES Gás Não Convencional. Painel III – Análise dos Aspectos de Segurança da Produção de Shale Gas. 2012. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/seminario/Seminario_Gas_Nao_Convencional/hugo_affonso_anp.pdf. Acesso em: 06 Ago. 2015.

BALDASSI, Douglas; CRISPIM, Sérgio. Fundos de Capital de Risco: Suporte para Romper as Barreiras de Entrada? Gestão e Regionalidade. Vol. 25, núm. 73. Universidade Municipal de São Caetano do Sul. São Caetano do Sul, Brasil. 2009. Disponível em: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=133417372008>. Acesso em: 10 Jan. 2015.

BRASIL. Decreto nº 2.705, de 03 de agosto de 1998.

BRASIL. Decreto nº 8.437, de 22 de abril de 2015.

BRASIL. Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953.

BRASIL. Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997.

BRASIL. Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. Projeto de Lei 6904, de 06 de dezembro de 2013. Disponível em: <http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=603565>. Acesso em: 06 Ago. 2015.

CASTRO, Nivalde; BRANDÃO, Roberto. A Seleção de Projetos nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia. TD nº 16. 2010.

CHESBROUGH, Henry e ROSENBLOOM, Richard S. The Role of the Business Model in Capturing Value from Innovation: Evidence from Xerox Corporation's Technology Spin – Offs Companies. Industrial and Corporate Change, Volume 11, Número 3. Página 529 – 555. 2002.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). Gás Natural em Terra: Uma Agenda para o Desenvolvimento e Modernização do Setor. Brasília. 2015.

CUDDINGTON, John T.; WANG, Zhongmin. Assessing the degree of spot market integration for U.S. natural gas: evidence from daily price data. Journal of Regulatory Economics. 2006.

DUMAN, Ryan. Economic Viability of Shale Gas Production in the Marcellus Shale; Indicated by Production Rates, Costs and Current Natural Gas Price. Michigan Technology University. Michigan, 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário. PEMAT 2013 – 2022. Rio de Janeiro. 2013. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PEMAT/Relat%C3%B3rio%20Final%20PEMAT%202022.pdf>. Acesso em: 20 Mai. 2015.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Coalbed Methane Fields. 2010a. Disponível em: http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/coalbed_gas.pdf. Acesso em: 01 Jul. 2015.

———. Independent Statistics and Analysis. 2015a. Disponível em: http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_shalegas_sl_a.htm. Acesso em: 05 Mai. 2015.

———. Major Tight Gas Plays. 2010b. Disponível em: http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/tight_gas.pdf. Acesso em: 10 Jul. 2015

———. Shale Gas and Tight Oil are commercially produced in just four countries. Today in Energy. 2015b. Disponível em: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=19991>. Acesso em: 27 Jul. 2015.

———. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Washington, DC. 2013.

———. The geology of natural gas resources. Today in Energy. 2011. Disponível em: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=110>. Acesso em: 04 Mar. 2015.

———. U.S. Natural Gas Pipeline Network. Disponível em: http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/ngpipelines_map.html Acesso em: 01 de Jul. 2015.

ENEVA. Disponível em: <http://www.eneva.com.br/pt/quem-somos/Paginas/principios-e-valores.aspx>. Acesso em: 20 Jul. 2015.

FERRARO, Marcelo; HALLACK, Michelle. Natural Gas Transportation Network Development in Brazil: The Role of the New Gas Law in Coordinating New Investments. Instituto de Economia. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2012.

FRITSCH, Winston. Independent oil and gas companies. In: PEREIRA, Eduardo (Org.). The encyclopedia of oil and gas law: volume one: upstream. Global Law and Business. Londres, 2014.

GREENBERG, Jerry. Servicing the Marcellus Shale. Drilling and Completion technologies are key to increasing Marcellus gas shale activity. Marcellus: Technology. 2011.

GROUND WATER PROTECTION COUNCIL (GWPC). Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer. U.S. Department of Energy – Office of Fossil Energy – National Energy Technology Laboratory. Cidade de Oklahoma. 2009.

GUTMAN, José. Tributação e outras obrigações na indústria do petróleo. Freitas Bastos Editora. Rio de Janeiro. 2007.

HALLACK, Michelle e VAZQUEZ, Miguel. A Regulamentação do Acesso de Terceiros a Gasodutos de Transporte. Boletim Infopetro. Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2015/06/15/a-regulamentacao-do-acesso-de-terceiros-a-gasodutos-de-transporte/> Acesso em: 01 Jul. 2015

IHS Global Insight. The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States. America's Natural Gas Alliance. Washington, DC. 2011.

INDEPENDENT PETROLEUM ASSOCIATION OF AMERICA (IPAA). Independent Producers. 2015. Disponível em: <http://www.ipaa.org/> Acesso em: 10 Dez. 2014.

———. Intangible Drilling and Development Costs. Washington, DC. 2005.

JOIA, Luiz Antônio e FERREIRA, Sinval. Modelo de negócios: constructo real ou metáfora de estratégia? Cadernos EBAPE.BR. FGV EBAPE. Volume III, Número 4. 2005.

KPMG. Global Energy Institute. Central and Eastern Europe's Energy & Utilities Advisory Practice. Central and Eastern European Shale Gas Outlook. 2012.

KUTCHIN, Joseph W. How Mitchell Energy & Development Corp. Got it's Start and How it Grew. An Oral History and Narrative Overview Updated. Texas. 2001.

LAGE, Elisa Salomão et al. Gás Não Convencional: Experiencia Americana e Perspectivas para o Mercado Brasileiro. BNDES Setorial 37, p. 33 – 88. Rio de Janeiro. 2013.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (MIT). The Future of Natural Gas: An Interdisciplinary MIT Study. Boston, 2011. Disponível em: http://mitei.mit.edu/system/files/NaturalGas_Report.pdf Acesso em: 17 mai. 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº 98. 2015. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/1138769/1732803/Boletim_Gas_Natural_nr_98_mai_15.pdf/15d8a913-87ac-4e2c-a59f-b3b621db2db8. Acesso em: 27 Jul. 2015.

_____. Portaria Interministerial nº 198, de 05 de abril de 2012.

MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL (MP). MP/PI obtém liminar que suspende exploração de gás de xisto, de 18 de dezembro de 2013.

_____. Ação Civil Pública nº 500550918.2014.404.7005/PR, 30 de maio de 2014.

_____. Ação Civil Pública nº 30652-38.2014.4.01.3300/BA, 30 de outubro de 2014.

MONTGOMERY, Carl; SMITH, Michael. Hydraulic Fracturing. History of an Enduring Technology. NSI Technologies. 2010.

NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY (NETL). DOE's Unconventional Gas Research Programs 1976 – 1995: An Archive of Important Results. U.S. Department of Energy. Washington, DC. 2007. Disponível em: <http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/disk7/disk2/Final%20Report.pdf>. Acesso em: 14 Jun 2015.

_____. Strategic Center of Natural Gas and Oil. Modern Shale Gas Development in the United States: An Update. U.S. Department of Energy. Washington, DC. 2013.

NATIONAL RESEARCH COUNCIL (NRC). Energy Research at DOE: Was it worth it? Energy Efficiency and Fossil Energy Research 1978 – 2000. Washington DC: National Academy Press. Washington, DC. 2001.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). Energia Armazenada. Disponível em: http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada_out.aspx. Acesso em: 17 Ago. 2015

PENROSE, Edith. The Theory of the Grow of the Firm. 1959.

PHILLIPS PETROLEUM CO. V. WISCOSIN. In.: Wikipedia. Disponível em: https://en.wikipedia.org/wiki/Phillips_Petroleum_Co._v._Wisconsin. Acesso em: 18 Jul. 2015.

PORTER, Michael. Competitive Advantage. Creating and Sustaining Superior Performance. 1985.

RAHALL, Nick.; et. al. Unconventional Fuels, Part I: Shale Gas Potential. Committee on Natural Gas Resources U.S. House of Representatives. Washington, DC. 2009.

RODRIGUES, Felipe Rachid. Desenvolvimento das Companhias de Petróleo Independentes no Brasil: Obstáculos e Oportunidades. Monografia de Graduação. Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2007.

STEVENS, Paul. The Shale Gas Revolution – Hype and Reality. A Chatham House Report. Londres. 2010. Disponível em: http://www.newgas.org.ua/sites/default/files/analytics/ChathamHouse_Shale%20gas%20revolution.pdf. Acesso em: 17 mai. 2015.

TEECE, David J. Business Models, Business Strategy and Innovation. Long Range Planning 43 – 172 – 194. 2010.

THE ECONOMIST. Shale Gas in Argentina. Dead Cow Bounce. Politics is the Biggest Hurdle to Developing the Enormous Vaca Muerta Field. 2014. Disponível em: <http://www.economist.com/news/americas/21613314-politics-biggest-hurdle-developing-enormous-vaca-muerta-field-dead-cow-bounce>. London, UK, 2014. Acesso em: 23 Ago. 2014.

TREMBATH, Alex; et. al. Where the Shale Gas Revolution Came From: Government's Role in the Development of Hydraulic Fracturing in Shale. Breakthrough Institute. Oakland, Califórnia. 2012.

U.S. GEOLOGICAL SURVEY (USGS). Assessment of Undiscovered Oil Resources in the Bakken and Three Forks Formations, Williston Basin Province, Montana, North Dakota, and South Dakota. U.S. Department of Interior. Denver, Colorado. 2013. Disponível em: <http://pubs.usgs.gov/fs/2013/3013/fs2013-3013.pdf>. Acesso em: 22 jul. 2015

———. Calculation of Estimated Ultimate Recovery (EUR) for Wells in Continuous – Type Oil and Gas Accumulations. U.S. Department of Interior. Denver, Colorado, 2005.

VALLE, Arthur. Da Revolução do Gás Não Convencional nos EUA tendo como Substrato uma Interferência Governamental Persistente, no Estímulo a Atividade Econômica e no Fomento as Inovações Tecnológicas Afetas ao Setor. Escola Brasileira de Administração Pública e de Empresas. Mestrado Profissional em Administração Pública. FGV EBAPE. Rio de Janeiro. 2014.

VALOR ECONÔMICO. Ações Judiciais impedem exploração de blocos. Publicado em 04 de fevereiro de 2015. Disponível em: <http://www.valor.com.br/brasil/3892138/acoes-judiciais-impedem-exploracao-de-blocos> Acesso em: 03 Ago. 2015

WALL STREET JOURNAL. U.S. Energy Firms Rewarded With Tax Deferrals. Investment Incentives Stave Off Billions of Dollars Improving Cash Flow. 2014.

WANG, Zhongmin; KRUPNICK, Alan. A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States. What Led the the Boom? Resources for the Future. Discussion Paper. Washington, DC. 2013.

WANG, Zhongmin; XUE, Qing. The Market Structure of Shale Gas Drilling in the United States. Resources for the Future. Discussion Paper. Washington, DC. 2014

WEIJERMARS, Ruud. Economic Appraisal of Shale Gas Plays in Continental Europe. Applied Energy. Universidade Tecnológica de Delft, Departamento de Engenharia e Geociência. Holanda. 2013.

WYMAN, Oliver. Evolving Business Models in the Natural Gas Shales. Oil & Gas Energy. Marsh & Mc Lennan Companies. 2012. Disponível em: http://www.oliverwyman.com/content/dam/oliver-wyman/global/en/files/archive/2012/NYC-AGE98201-007_Evolving_Shale_v3.pdf. Acesso em: 03 Mar. 2015

YERGIN, Daniel. The Quest. Energy, Security, and the Remaking of the Modern World. The Penguin Press. Nova York. 2011.