

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

**OS DESAFIOS PARA EXPLORAÇÃO DE *SHALE GAS*
NO BRASIL A PARTIR DA ANÁLISE DA
EXPERIÊNCIA AMERICANA**

Luiz Alberto Pimenta Suárez
Matrícula nº: 109024298

Orientador: Profº Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Abril 2016

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

**OS DESAFIOS PARA EXPLORAÇÃO DE *SHALE GAS*
NO BRASIL A PARTIR DA ANÁLISE DA
EXPERIÊNCIA AMERICANA**

Luiz Alberto Pimenta Suárez
Matrícula nº: 109024298

Orientador: Profº Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Abril 2016

As opiniões expressas neste trabalho são da exclusiva responsabilidade do autor

Dedico este trabalho aos meus pais, irmãos e amigos, alicerces para toda vida.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todos aqueles que de alguma forma contribuíram não só para a elaboração deste trabalho, mas para a conclusão da etapa da vida que ele representa.

Primeiramente sou eternamente grato por todo apoio e dedicação da minha mãe, Ilca, em todos os momentos da minha vida. Nunca poderei retribuir tamanho zelo e carinho destinados a mim e aos meus irmãos. Aproveitando, agradeço a eles também, Thais e Thiago com os quais eu sei que sempre poderei contar.

Agradeço a Deus por todas pessoas que cruzaram a minha vida, mas principalmente por aquelas que ficaram, amigos que de alguma forma contribuíram para eu ser o que sou hoje e para os quais guardo enorme carinho.

Agradeço também o Grupo de Economia da Energia e o Programa PRH-21 da ANP, que me deram a minha primeira oportunidade acadêmica/profissional. Foi através do Grupo que passei a compreender a grande importância das discussões sobre Energia e seus impactos na sociedade.

Por fim gostaria de agradecer o Professor Edmar pela paciência, boa vontade e tempo concedidos a mim na orientação da construção dessa obra.

RESUMO

Na primeira metade da década de 2000 nos Estados Unidos, iniciou-se a produção em grande escala de *shale gas*, um recurso energético até então marginalmente explorado. Esse recurso caracterizado como não convencional passou a ser produzido graças ao avanço e conjugação de duas técnicas, a perfuração horizontal e o fraturamento hidráulico.

Após o sucesso da incipiente produção de *shale gas* no *play* de Barnett, no Texas, pela Mitchell Energy, empresa independente de gás natural, o *shale gas* passou a ser explorado e produzido por um grande número de empresas em outras áreas do país até se consolidar como uma das principais fontes de gás natural nos Estados Unidos. Além do avanço das técnicas de exploração, foram muito importantes nesse processo outros aspectos como o conhecimento geológico das bacias sedimentares americanas, fácil acesso às áreas de exploração, entre outros.

Mesmo com a limitação de dados sabe-se que no Brasil também há um considerável volume de *shale gas* a ser explorado. Contudo apesar desse potencial, até hoje no país não foi executada nenhuma atividade de exploração desse recurso, mesmo no cenário atual de grande dependência da importação de gás natural para atendimento do mercado nacional. Essa ausência de atividades é fruto das condições da realidade brasileira, muito diferentes da americana, que travam o início da exploração não convencional. Entre elas é possível citar o baixo número de operadoras em atividade, a falta de robustez da cadeia de fornecedores nacionais e a ausência de uma política de incentivo ao desenvolvimento do gás natural não convencional.

Nesse contexto caso o Brasil deseje tornar a exploração de *shale gas* em realidade no país será necessário a superação de vários desafios que se põe devido a peculiaridade deste recurso, mas sobretudo por conta das condições estruturais, econômicas e regulatórias nacionais relativas à indústria local de gás natural.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AAAS - Avaliação Ambiental das Áreas Sedimentares

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Bcf - Billion cubic feet (Bilhões de pés cúbicos)

BTU - British Thermal Unit

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CAA - Clean Air Act

CBM - Coal Bed Methane

CNI - Confederação Nacional da Indústria

CWA - Clean Water Act

DOE - Department of Energy

E&P - Exploração e Produção

EIA - Energy Information Agency

EPA - Environmental Protection Agency

ERDA - Energy Research and Development Administration

EGSP - Eastern Gas Shales Program

FERC - Federal Energy Regulatory Commission

FPC - Federal Power Commission

FRS - Financial Reporting System

GASBOL – Gasoduto Brasil-Bolívia

GNL – Gás Natural Liquefeito

GRI - Gas Research Institute

IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

Km² - Quilômetro Quadrado

m³ - Metro cúbico

Mcf - Million cubic feet (Milhões de pés cúbicos)

MM – Milhão

MME - Ministério de Minas e Energia

MPF - Ministério Público Federal

MRCP - Methane Recovery from Coalbeds Program

MWX - Multiwell Experiment

NETL - National Energy Technology Laboratory

NGA - National Gas Act

NGPA - Natural Gas Policy Act

O&G - Óleo e Gás

OPEP - Organização dos Países Exportadores de Petróleo

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

SDWA - Safe Drink Water Act

Tcf - Trillion cubic feet (Trilhões de pés cúbicos)

UGRP - Unconventional Gas Research Program

USGS - United States Geological Survey

WGSP - Western Gas Sands Program

ÍNDICE

| | |
|--|----|
| INTRODUÇÃO | 9 |
| I – EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DO GÁS NÃO CONVENCIONAL..... | 11 |
| I.1 – Aspectos da exploração do gás natural | 13 |
| I.2 – A exploração não convencional de shale gas | 14 |
| I.2.1 – Sísmica | 15 |
| I.2.2 – Perfuração do poço exploratório..... | 16 |
| I.3 – Appraisal e desenvolvimento | 17 |
| I.4 – Novo paradigma tecnológico | 20 |
| II – A EXPERIÊNCIA AMERICANA | 21 |
| II.1 – Os principais plays americanos | 25 |
| II.1.1 – Barnett | 25 |
| II.1.2 – Eagle Ford..... | 26 |
| II.1.3 – Haynesville | 26 |
| II.1.4 – Fayetteville | 26 |
| II.1.5 – Marcellus | 27 |
| II.2 – Os fatores para o sucesso | 27 |
| II.2.1 – A regulação dos preços e os incentivos fiscais..... | 27 |
| II.2.2 - O P&D e as tecnologias de exploração/produção dos não convencionais | 33 |
| II.2.3 – A natureza da propriedade territorial e mineral nos EUA..... | 36 |
| II.2.4 – A regulação ambiental americana..... | 38 |
| II.2.5 – A infraestrutura americana de transporte de gás natural | 39 |
| II.2.5 – Outros Fatores..... | 41 |
| II.3 – O exemplo da trajetória americana..... | 42 |
| III – DESAFIOS PARA EXPLORAÇÃO DE SHALE GAS NO BRASIL | 44 |
| III.1 – O mercado nacional de gás natural | 44 |
| III.2 – Recursos de shale gas no Brasil..... | 47 |
| III.2.1 – Bacia do Paraná..... | 48 |
| III.2.2 – Bacia do Solimões | 48 |
| III.2.3 – Bacia do Amazonas | 48 |
| III.3 – A concessão de blocos exploratórios no Brasil..... | 49 |
| III.5. – O licenciamento ambiental e a insegurança jurídica..... | 51 |
| III.5 – A estrutura da indústria e o ambiente de negócios | 53 |
| CONCLUSÃO | 57 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 59 |

INTRODUÇÃO

Os Estados Unidos vivenciou uma verdadeira revolução do seu cenário energético neste último século. Esta revolução se deve ao *boom* da produção de *shale gas*, ou gás de folhelho, que segundo a EIA (2014), agência americana de informação energética, representou cerca 40% da produção total de gás natural nos Estados Unidos no ano de 2012.

O gás de folhelho é um gás natural não convencional, que apesar de possuir a mesma composição química daquele considerado convencional, é classificado desta forma devido às características das formações sedimentares de onde é encontrado. Tais características inviabilizaram por muito tempo a exploração e a produção comercial em grande escala deste recurso, que só ocorreu nos anos 2000, apesar do conhecimento há décadas de sua existência. Isto porque as características geológicas das formações, que fazem deste gás um recurso não convencional, requerem técnicas igualmente não convencionais de exploração.

Em seu Annual Energy Outlook de 2014, a EIA aponta que a produção americana de *shale gas* irá crescer aproximadamente 104% entre os anos de 2012 e 2040, passando a representar 53% da produção total de gás natural dos Estados Unidos. A abundância deste recurso, que se reflete em tal previsão, fez com que o sonho norte-americano de independência energética fosse reavivado juntamente com o surgimento da perspectiva da transformação do país em exportador líquido de gás natural.

O avanço das fronteiras norte-americanas de exploração tem sido observado de perto por diversos países. E estes assim o fazem, pois os recursos de *shale gas* se encontram dispersos ao redor do mundo, conforme mostra um estudo¹ da EIA. Segundo estimativas deste mesmo estudo, cerca de 32% dos recursos mundiais tecnicamente recuperáveis de gás natural se encontram em formações *de shale*. No ranking dos maiores detentores, o Brasil figura em 10º lugar com 245 trilhões de pés cúbicos (Tcf) de *shale gas*.

Porém em contraste ao potencial deste recurso não convencional, o mercado brasileiro de gás natural é caracterizado hoje pela dependência da importação de gás da Bolívia e de outros países, através do gás natural liquefeito (GNL), representando 50% da oferta total (CNI, 2015). Esse nível de dependência externa em relação ao gás natural, em contraste com a abundância desse recurso no país faz com que seja levantada a questão do porquê que a exploração de *shale*

¹O estudo referido é o *Technically Recoverable Shale oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside of United States*.

gas no Brasil ainda não começou mesmo após mais de 10 anos do início do sucesso americano e toda sua repercussão.

Para abordar essa questão, o presente trabalho irá se basear na hipótese de que as condições que propiciaram o sucesso da exploração de *shale gas* nos EUA não são observadas no caso brasileiro, existindo uma série de fatores que dificultam em muito o desenvolvimento da exploração de gás natural no país. E que no caso especial do gás não convencional tais fatores são ainda mais restritivos, pois as atividades de E&P deste tipo de recurso demandam novas tecnologias, regulações específicas e maior conhecimento geológico.

Desta forma, com essa hipótese, o trabalho buscará responder que fatores são esses que estão travando a indústria nacional de gás natural, e mais especificamente o início da exploração não convencional, e qual o tamanho dos desafios que o país deverá superar para que um dia o *shale gas* possa se tornar realidade também no Brasil. As respostas para essas perguntas são de grande relevância, pois em um contexto de elevado grau de dependência externa seria importante a viabilidade de uma fonte adicional de gás natural.

Para se chegar às respostas pretendidas, após esta introdução será apresentado no capítulo I o que é o gás natural não convencional e os aspectos da sua exploração em comparação à exploração convencional. Em seguida no capítulo II, será abordada a experiência americana e as condições que viabilizaram seu sucesso. Por fim no capítulo III será apresentado o panorama do mercado brasileiro, e a partir do estudo do caso americano realizado no capítulo anterior, será feita uma análise das condições que a exploração do gás não convencional está sujeita no Brasil e também dos desafios que as mesmas impõe à exploração de *shale gas*, levando em consideração as especificidades deste recurso.

I – EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DO GÁS NÃO CONVENCIONAL

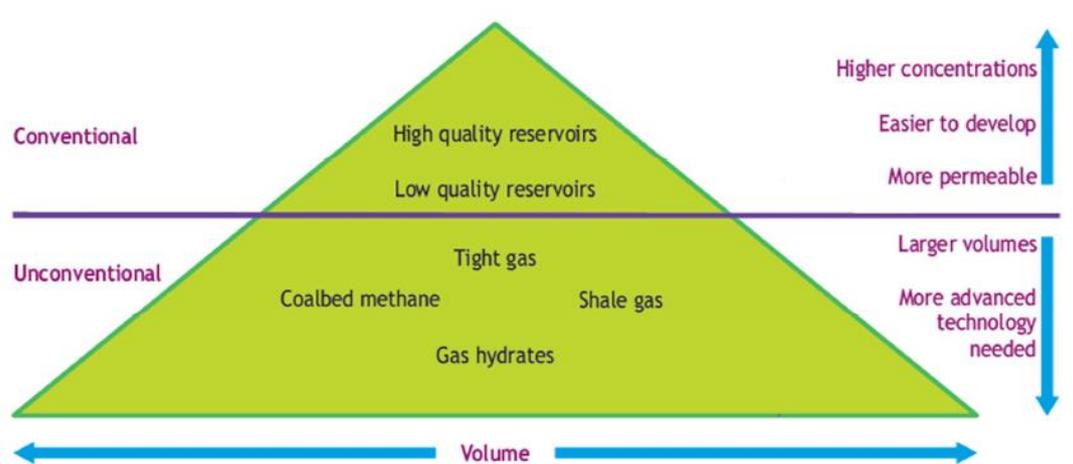
Antes de abordar propriamente a exploração do gás natural não convencional, é importante que seja apresentada a razão pela qual este recurso pode ser caracterizado desta forma. O trecho abaixo retirado do livro *Petróleo & Gás Natural - como produzir e a que custo* ajuda nesse sentido.

Se um depósito de gás, em particular, é considerado convencional ou não, depende de quão difícil ele é para ser extraído e posto em produção. (BRET-ROUZAUT e FAVENNEC, 2011, p.121).

Os hidrocarbonetos em geral podem ser classificados em convencionais ou não dependendo do tipo de reservatórios onde são encontrados, ou seja, a caracterização de um recurso como não convencional não depende das propriedades dos hidrocarbonetos em si, mas sim das características do reservatório onde ele se encontra, que demandam diferentes esforços de exploração. No caso dos não convencionais, tais características dado o estágio tecnológico e as informações vigentes tornam a exploração dependente de técnicas mais avançadas e caras. Segundo Almeida e Ferraro (2013) o termo gás não convencional foi inicialmente utilizado nos Estados Unidos para designar recursos cuja exploração era economicamente inviável ou oferecia retornos econômicos marginais

Os recursos não convencionais de gás natural são mais abundantes do que os ditos convencionais. Contudo a relativa facilidade de extrair estes últimos faz com que os mesmos sejam explorados prioritariamente. Conforme os recursos convencionais vão se tornando escassos, os governos e a indústria de O&G voltam suas atenções para os não convencionais, passando a buscar informações e desenvolver técnicas que viabilizem a extração dos mesmos. Em relação ao gás natural, os seguintes recursos são considerados não convencionais: *shale gas, tight gas, coalbed methane, gas hydrates*. A figura a seguir ilustra a dinâmica apontada neste parágrafo.

Figura I – Esquema sobre os recursos convencionais e não convencionais de gás natural



Fonte: International Energy Outlook (2009)

“O termo ‘sistema do petróleo’ refere-se à combinação dos principais atributos geológicos que levaram ao acúmulo dos hidrocarbonetos.” (BRET-ROUZAUT e FAVENNEC, 2011, p.85). Este sistema é composto pela rocha geradora e reservatório além de uma rocha selante, que impede a dispersão dos hidrocarbonetos.

Os hidrocarbonetos são gerados a partir da quebra de moléculas de uma substância conhecida como querogênio. Por sua vez, o querogênio é formado a partir da acumulação de resíduos de matéria orgânica em uma bacia sedimentar, que se misturam com sedimentos de areia, argila e sal, e que posteriormente sofrem uma decomposição por conta da ação de micro-organismos anaeróbios.

Por conta das altas temperaturas e pressões na rocha geradora o querogênio tem suas moléculas quebradas, liberando oxigênio e nitrogênio, restando apenas carbono e hidrogênio em sua composição, ou seja, os hidrocarbonetos. Quanto maior a temperatura e o período de exposição à mesma, mais leve será o hidrocarboneto, sendo o metano (o gás natural) o componente mais leve que pode ser gerado.

Ainda por conta das altas temperaturas e aumento da pressão pelo acúmulo dos hidrocarbonetos, os mesmos migram através das granulações da rocha para camadas superiores da formação, podendo chegar até a superfície caso não exista nenhuma barreira ao seu deslocamento. Contudo em um sistema completo de petróleo esses hidrocarbonetos ficam aprisionados sob uma camada selante na rocha conhecida como rocha reservatório,

normalmente formada por arenitos, que tem por característica a porosidade, ou seja, a existência de vários poros, que permitem a acumulação do gás e/ou do petróleo.

Para que um reservatório seja classificado como de boa qualidade é necessário que a rocha reservatório além de grande porosidade apresente também boa permeabilidade, ou seja, conexões entre os poros da rocha que permitam o fluxo dos fluidos durante a exploração.

No caso do folhelho, a formação onde se encontra o *shale gas*, a rocha geradora possui granulações muito finas, o que torna a formação pouco permeável e impede o escape do gás para camadas superiores. Desta forma, a rocha que um dia foi geradora se torna também reservatório, sendo este de baixa qualidade por conta da quase inexistência de interligações entre seus poros, o que faz com que técnicas convencionais de extração de hidrocarbonetos não possam ser empregadas com sucesso na extração deste recurso.

1.1 – Aspectos da exploração do gás natural

Os processos da cadeia do gás natural podem ser divididos em dois grandes segmentos, o *upstream* e o *downstream*. O primeiro engloba as atividades de exploração e produção, enquanto que o segundo se refere às atividades de processamento, transporte, estocagem e distribuição. A exploração de gás natural é muito semelhante à exploração de petróleo, e tem por objetivo encontrar reservas de gás.

As reservas são recursos de gás natural técnica e economicamente viáveis de serem produzidos. Elas são comumente classificadas de acordo com a probabilidade da existência de volumes significativos que possam vir a ser recuperados. As reservas provadas são aquelas que possuem mais 90% de probabilidade de ocorrência, enquanto que a probabilidade das classificadas como prováveis situa-se entre 50 e 90% e das possíveis é muito baixa.

A atividade de exploração de gás natural é muito intensiva em tecnologia e envolve diferentes ciências, como a geologia, a geoquímica e a geofísica. De forma simplificada, a geologia analisa o solo e o subsolo através da confecção de mapas a fim de encontrar formações características que propiciam a acumulação do gás. A geoquímica auxilia na exploração através da análise de amostras do solo e da água de determinada região, que podem conter indícios da presença de hidrocarbonetos. Por fim a geofísica tem papel importante na exploração através dos estudos sísmicos do subsolo.

As sísmicas consistem na emissão de ondas sonoras no subsolo, que posteriormente são refletidas e captadas por aparelhos na superfície. O modo como essas ondas sonoras são refletidas revela a estrutura da formação geológica e possibilita a confecção de imagens. No início da adoção desta técnica na indústria de O&G as imagens geradas eram bidimensionais (2D), contudo com o avanço dessa tecnologia as imagens puderam ser disponibilizadas também em três dimensões (3D), fornecendo detalhes mais precisos.

Apesar de todos esses estudos prévios, para que a exploração prossiga é necessário que seja perfurado um poço exploratório. É através desse poço conhecido como *wildcat*, que se saberá se o campo possui um volume suficiente de gás que propicie uma produção economicamente viável. Os estudos anteriores servem para verificar indícios da presença do gás e para determinar a localização da rocha reservatório, que é o local onde o poço deve ser perfurado. A determinação desse local é muito importante, pois a perfuração do poço exploratório é a atividade mais cara da fase de exploração convencional. Segundo Almeida e Ferraro (2013) o gasto com essa atividade pode representar até 80% do custo total das fases de exploração e desenvolvimento² de um campo. Sendo assim os estudos preliminares à perfuração do *wildcat* são de grande importância para redução do risco geológico, que é o risco de realizar uma campanha exploratória e não encontrar uma formação geológica com acúmulo de hidrocarbonetos que propicie uma produção comercial.

1.2 – A exploração não convencional de shale gas

O trecho acima descreve de forma bastante resumida alguns aspectos da exploração convencional de gás natural. Agora esta seção buscará detalhar, com maior riqueza de detalhes, a exploração não convencional do *shale gas*.

Assim como a exploração convencional, a exploração de *shale gas* também envolve a geologia, a geoquímica e a geofísica. Contudo as características singulares do *shale gas* já abordadas neste capítulo, como a coincidência entre a rocha geradora e a rocha reservatório além da baixa permeabilidade desse tipo de formação, faz com que a exploração tenha outra dinâmica.

²Segundo Almeida e Ferraro (2013) a fase de desenvolvimento, de forma simplificada, envolve as atividades de cimentação e preparação das fundações do poço, além de instalações de um conjunto de válvulas conhecidas como árvore de natal, que permitem o controle do fluxo do gás durante a produção.

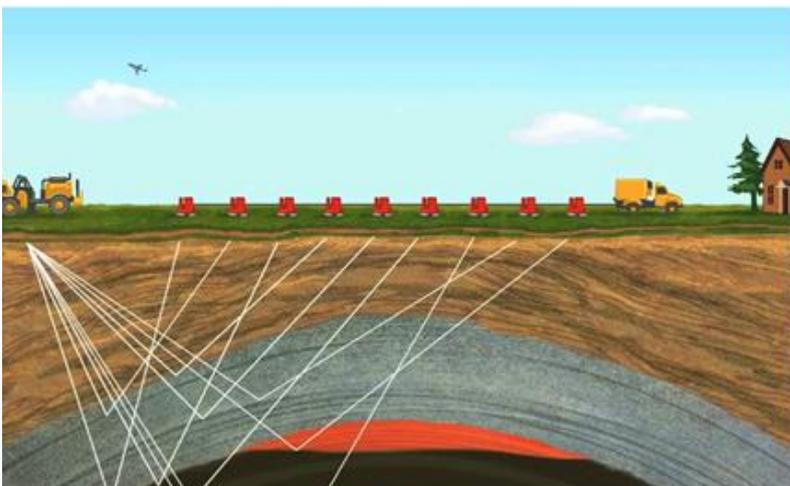
Como as formações de *shale*, principalmente nos Estados Unidos, são bastante conhecidas, suas localizações não são um mistério para a indústria de O&G. Desta forma, uma vez que esse tipo de formação não possui uma rocha que funcione estritamente como reservatório, a determinação da área onde a exploração irá se desenvolver é mais simples, pois a princípio a perfuração do poço exploratório poderia ocorrer em qualquer lugar da formação, o que faz com que muitos estudiosos considerem que o risco geológico da exploração de *shale gas* é menor do que da exploração convencional, principalmente nos EUA, onde o conhecimento geológico das bacias é elevado. Contudo, apesar de não ser preciso encontrar uma armadilha que propicie a acumulação de gás, na prática é necessário buscar indícios, principalmente através de sísmicas do local com a maior probabilidade de concentração do gás e com características que propiciem a recuperação do mesmo, já considerando a adoção de técnicas não convencionais.

1.2.1 – Sísmica

A sísmica pode ser realizada tanto na terra quanto no mar, e dependendo de onde ocorre, são utilizados diferentes mecanismos que possibilitam a emissão de ondas no subsolo e a captação do reflexo das mesmas, que posteriormente é interpretado por computadores e dá origem a desenhos da estrutura do subsolo. No caso do *shale gas*, por se tratar de uma exploração *onshore*, é utilizada a sísmica terrestre.

Para executar a sísmica terrestre são utilizados caminhões conhecidos como *vibroiseis*, que possuem equipamentos específicos que causam vibrações no solo através dos impactos dos mesmos na terra, gerando ondas sonoras no subsolo que são refletidas de acordo com estrutura geológica da formação e captadas por equipamentos conhecidos como geofones, instalados no terreno. Apesar da utilização desses caminhões ser mais comum, as ondas também podem ser induzidas através de explosões.

Figura II – Sísmica terrestre



Fonte: Chevron (2014)

Após esse trabalho de campo os dados coletados são processados e analisados durante um período, que segundo a Chevron (2014) pode durar de 6 meses a 1 ano. A análise dos dados irá auxiliar na determinação da porosidade, da maturidade térmica³, do carbono orgânico total⁴ da rocha e conseqüentemente dos chamados *sweet spots*, ou seja, dos locais com a maior probabilidade de acumulação e possibilidade de recuperação do gás.

1.2.2 – Perfuração do poço exploratório

Uma vez que são encontrados indícios suficientes da existência de gás, e a localização com a maior probabilidade de recuperação é determinada, os operadores começam a preparar o local onde o poço exploratório será perfurado, comumente chamado de *well pad*. A preparação do terreno envolve o nivelamento do solo e a construção de acessos às rodovias próximas a fim de viabilizar o deslocamento dos materiais e equipamentos, principalmente da sonda de perfuração e dos fluídos transportados por vários caminhos.

Após a instalação da sonda, a perfuração começa e avança até a formação do *shale*, normalmente situada, de acordo com Araz et al. (2013), entre 2000 a 3000 metros de profundidade. A perfuração permite a coleta de mais dados sobre a formação, e portanto um conhecimento mais detalhado da rocha geradora/reservatório.

A exploração comercial pioneira de *shale gas* nos Estados Unidos levou os operadores americanos, através do processo de aprendizagem, a adotarem a perfuração horizontal como técnica padrão para exploração e produção deste recurso. A perfuração horizontal do *shale* se justifica pela baixa permeabilidade e pela grande extensão dessas formações. Como não há uma rocha que funcione exclusivamente como reservatório, o gás se encontra disperso pela formação. Desta forma o maior contato do poço com o *shale*, que a perfuração horizontal propicia, faz com que a taxa de recuperação do gás de um poço horizontal seja maior se comparada com um poço vertical. Segundo Arthur et al. (2008) um poço horizontal tem a capacidade de drenar pelo menos quatro vezes a superfície de um poço vertical. Além disso, outro ponto positivo é que a partir de um único poço vertical vários poços horizontais podem ser perfurados, com extensões laterais que variariam de 500 a 2000 metros, o que reduz a área

³“Maturidade térmica mede o grau de calor necessário na formação para quebra de moléculas de matéria orgânica em hidrocarboneto” (Araz et al., 2013, tradução livre).

⁴“A determinação do carbono orgânico total de uma rocha fornece meios quantitativos para estimar o volume total de hidrocarbonetos que podem ser gerados” (Jarvie et al., 2007, tradução livre).

da superfície necessária para atividade de exploração e produção, reduzindo os custos de mobilização de equipamentos e aquisição de áreas.

Contudo apesar desse ganho em relação à mobilização, de acordo com Araz et al. (2013) o custo total da perfuração de um único poço horizontal é de 2 a 5 vezes maior do que a de um poço vertical. Sendo assim durante a fase de exploração muitos operadores se limitam a perfurar poços verticais, apenas para avançarem no estudo da formação e posteriormente chegarem à constatação da existência do gás.

1.3 – Appraisal e desenvolvimento

Na exploração do gás natural, assim como na exploração de petróleo, somente a descoberta da existência do recurso não é suficiente para que se prossiga para a fase de produção. Anteriormente a produção é preciso passar por uma fase intermediária, conhecida como *appraisal*, onde é avaliado se o recurso encontrado pode ser produzido comercialmente.

No caso do *shale gas*, a viabilidade da produção depende essencialmente do emprego de duas técnicas. A primeira delas, já apresentada nesse trabalho, é a perfuração horizontal, que possibilita uma maior área de contato entre a formação e o poço. Já a segunda é conhecida como fraturamento hidráulico, técnica que eleva artificialmente a permeabilidade da rocha, e será apresentada a seguir. Uma vez que a produção é dependente da adoção dessas duas técnicas, a fase de *appraisal* não pode desconsiderá-las, porque a avaliação sobre a possibilidade da produção comercial irá refletir o sucesso ou o fracasso da adaptação das mesmas ao campo que está sendo explorado. Dessa forma a fase de *appraisal* de um poço de *shale gas*, em geral, se estende a fase de desenvolvimento, quando o poço será completado, ou seja, cimentado e fraturado.

Apesar de fundamental no desenvolvimento de poços de *shale gas*, a técnica de fraturamento hidráulico não é exclusiva à produção não convencional de hidrocarbonetos e também não foi uma completa novidade para a indústria de O&G no início dos anos 2000, quando a produção comercial em grande escala deste recurso se tornou realidade. De acordo com Fracfocus (2010) a primeira aplicação comercial do fraturamento hidráulico em um poço de gás ocorreu em 1947 no campo de Hugoton, no Kansas, Estados Unidos.

O fraturamento é utilizado para elevar a produtividade de poços de gás e de petróleo através do aumento artificial da permeabilidade da formação. Para os reservatórios

convencionais essa técnica não é essencial, porém é capaz de estender o período de produção de um poço. Já para a produção de *shale gas* o fraturamento hidráulico é mandatório, uma vez que a baixíssima permeabilidade da formação impede ou limita o fluxo de gás da formação para o poço.

Antes do fraturamento hidráulico propriamente dito, porém depois da cimentação do poço, os operadores utilizam um equipamento conhecido como *perforate gun*, que desce até a rocha alvo onde através de pequenas explosões cria fraturas na parede do poço que se estendem até a formação. Após a criação de fraturas o equipamento é retirado e é bombeado para o poço até as fraturas, sob alta pressão, um fluido conhecido como *slickwater*. Segundo Argonne National Laboratory (2013) composto 98-99,5% por uma mistura de água e areia, e 0,5-2% por químicos e biocidas, que auxiliam no deslocamento desse fluido, reduzindo a fricção entre o fluido e o poço e eliminando população de bactérias, que podem bloquear a produção.

Figura III – Operação de fraturamento hidráulico no sul do Texas



Fonte: Waldo (2013)

A pressão do líquido injetado no poço excede a pressão da formação e faz com que novas fraturas sejam criadas e que as já existentes se expandam. Mais tarde é cessado o bombeamento e a água utilizada retorna para a cabeça do poço. Neste momento parte da areia que foi injetada no poço permanece nas fraturas e evita com que as mesmas se fechem, o que ocorreria devido a diminuição da pressão externa. São essas fraturas que permitem o fluxo do gás das formações para o poço. Este processo é repetido algumas vezes, sendo o número de repetições dependente da extensão do poço. De acordo com a United States Geological Survey (USGS) (2015) os volumes de água utilizados no fraturamento hidráulico por poço nos Estados

Unidos variam de aproximadamente 10.000 litros até 37 milhões de litros. Normalmente a escala do volume de água utilizada é mesmo milhões de litros, em Barnett Shale por exemplo, tradicional *play* dos Estados Unidos, a média de volume de água utilizada por poço é de 10,6 milhões de litros segundo a USGS (2016). Na figura acima podemos ver a grande quantidade de caminhões utilizados para transportar a água e os outros fluídos do fraturamento até o *well pad*.

É importante pontuar que cada bacia de exploração de *shale gas* é única e possui características geológicas próprias que impõe diferentes desafios à exploração e à produção. Por conta disso cada bacia necessita de uma abordagem própria, e exige adaptações do *design* dos poços e das técnicas de estimulação. Isso se reflete no fraturamento hidráulico, tanto na composição do fluído a ser utilizado, quanto no número de fraturamentos, extensão e orientação das fraturas.

Tratamentos de fraturamento hidráulico são cuidadosamente adaptados para os parâmetros específicos do *shale* alvo incluindo espessura, condições de estresse locais, compressão e rigidez. (ARTHUR et al., 2008, p.15, tradução livre).

Para auxiliar o monitoramento da extensão e direção das fraturas é utilizada uma tecnologia conhecida como mapeamento microssísmico, que permite os operadores garantirem a execução do fraturamento conforme planejado além de aumentar a segurança da operação, diminuindo o risco de provocar vazamentos de gás para o lençol freático ou até mesmo para a superfície.

Devido a essencialidade da elevação artificial da permeabilidade da formação a estrutura de custos da exploração/desenvolvimento de um campo de *shale gas* se difere de uma exploração convencional. Enquanto a perfuração de um poço de gás convencional é a atividade mais cara, podendo representar até 80% dos custos das fases de exploração e desenvolvimento, o fraturamento hidráulico normalmente custa mais caro que a própria perfuração, como a própria EIA constata na passagem abaixo.

“O custo da completação e do fraturamento hidráulico normalmente excede o custo de perfurar o poço.” (EIA, 2012, tradução livre).

1.4 – Novo paradigma tecnológico

Como visto as características das formações de *shale* impõem a utilização de técnicas e tecnologias diferentes daquelas empregadas na exploração de hidrocarbonetos considerados convencionais, alterando além da abordagem da exploração também sua estrutura de custos.

E é essa nova abordagem e técnicas utilizadas que dão sentido ao termo “não convencional”. A não convencionalidade é baseada no paradigma tecnológico de cada momento vivido pela indústria, ou seja, da disponibilidade de determinadas tecnologias a preços acessíveis e da transformação das mesmas em referências na execução de determinada atividade.

Desta forma pode-se constatar que conforme avançam as tecnologias e suas utilizações, o paradigma tecnológico vai se transformando. E que portanto se o *shale gas*, algo considerado como não convencional se tornou possível de se produzir, é porque houve o estabelecimento de um novo paradigma tecnológico. O entendimento sobre essa transformação e como a mesma ocorreu será facilitado pela abordagem da experiência americana e seu pioneirismo no capítulo a seguir.

II – A EXPERIÊNCIA AMERICANA

Desde o início dos anos 2000 os EUA têm vivenciado uma verdadeira revolução do seu cenário energético, revolução esta que está relacionada com a produção de *shale gas*. Apesar de este recurso ter se tornado evidente somente neste último século, a sua existência é conhecida desde muito antes.

O gás não convencional como potencial fonte de energia está longe de ser uma novidade na América do Norte, porém o mesmo permaneceu á margem por décadas. O primeiro poço comercial perfurado em um reservatório de *shale* é datado da década de 1820 em Nova York... (GÉNY, 2010, p.11, tradução livre).

A baixíssima permeabilidade do *shale* fez com que a produção de *shale gas* nos EUA durante o século XX fosse realizada apenas em formações com a presença de fraturas naturais e em pequenas profundidades. Por conta disso até o início dos anos 2000 a produção permaneceu insignificante. Em geral, a extração de *shale gas* era considerada tecnicamente inviável, pois não existiam mecanismos capazes de retirar o gás natural das profundas e quase impermeáveis formações.

Esta situação começou a se alterar com a atuação da Mitchell Energy na bacia Fort Worth no estado do Texas. A Mitchell Energy era uma empresa americana de grande porte em relação às firmas independentes produtoras de gás natural, mas muito menor do que as *majors* internacionais. Durante os anos 80 e 90 ela promoveu campanhas exploratórias no *play* de Barnett e concomitantemente aperfeiçoou e adaptou o faturamento hidráulico, uma técnica já existente na indústria de O&G, à exploração de *shale gas*. Graças ao aperfeiçoamento desta técnica e a utilização da perfuração horizontal e da sísmica 3D, o *shale gas* se tornou tecnicamente viável.

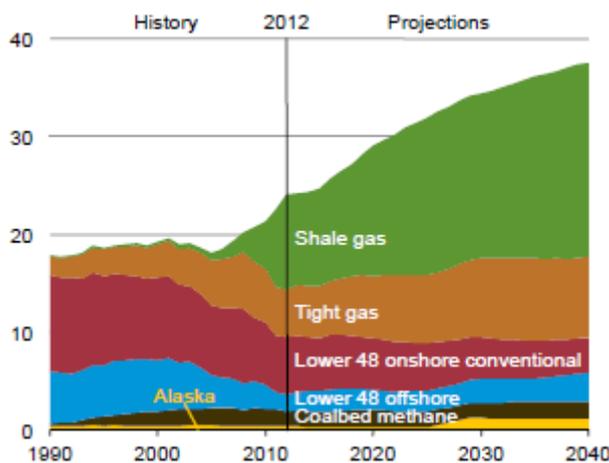
No início dos anos 2000 um volume significativo de *shale gas* começou a ser produzido no *play* de Barnett. Incentivados pelo sucesso da Mitchell Energy e pela elevação do preço do gás devido ao declínio da produção de gás convencional, outras empresas se interessaram pelo *shale gas* e passaram a explorar/desenvolver outros *plays*, principalmente a partir de 2006. “Quando entramos nos anos 2000 a produção americana de gás natural começou a apresentar uma notável tendência de declínio de 1,4% ao ano...” (ROGERS, 2011, p.123, tradução livre).

O ambiente de preço do gás mais flutuante no início dos anos 2000 e a produtividade do gás convencional americano enfraquecida neste período providenciou um forte estímulo a novas abordagens ao gás não convencional

através de novas aplicações tecnológicas. (ROGERS, 2011, p.123, tradução livre).

A partir de então este recurso virou um fenômeno e modificou profundamente o panorama energético americano. De acordo com os dados da EIA⁵, entre 2007 e 2012 a produção de *shale gas* nos EUA cresceu mais de 500%, passando a representar aproximadamente 40% da produção total de gás natural em 2012, totalizando 9,7 Tcf. E segundo o Annual Energy Outlook de 2014 da mesma agência, este percentual deve chegar a 54% em 2040.

Gráfico I - Produção de Gás Natural por Fonte 1990-2040 (Tcf)

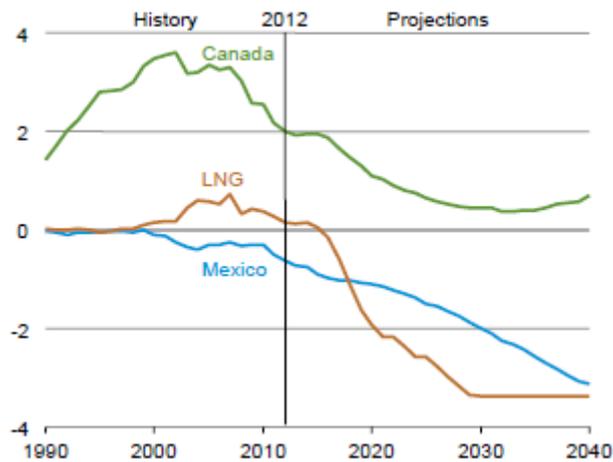


Fonte: EIA (2014)

O potencial energético do *shale gas* liberado pelo os avanços do faturamento hidráulico e da perfuração horizontal constitui hoje um importante papel na segurança energética americana. A importação de GNL, por exemplo, despencou desde o início do *boom* da produção deste recurso não convencional. O cenário energético americano, que no início dos anos 2000 apontava para necessidade de construção de terminais de gaseificação para o GNL importado, mudou completamente, tanto que em Abril de 2012 segundo a EIA havia nove projetos solicitando ao Departamento de Energia americano aprovação para exportação de GNL produzido nacionalmente, totalizando 14 Bcf/dia de capacidade. De acordo com as projeções do Annual Energy Outlook de 2014 os EUA se tornarão exportadores líquidos de gás natural até 2020.

⁵ Dados dos anualizados da produção americana de *shale gas*. Disponível em <http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/ngm_epg0_fgs_nus_mmcfa.htm>.

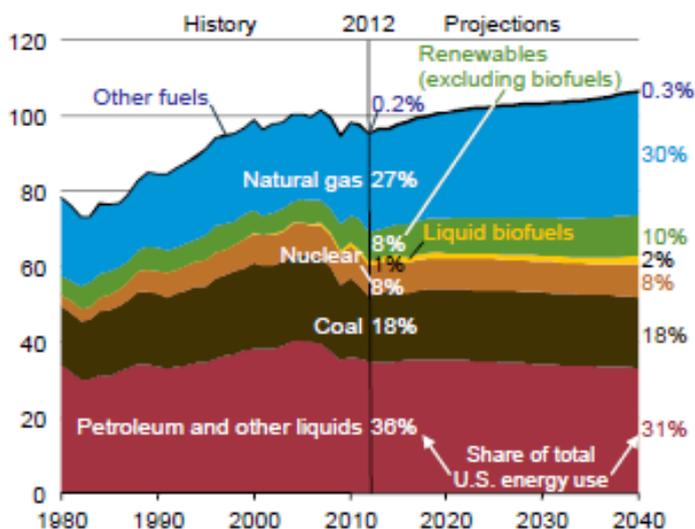
Gráfico II - Importação Líquida de Gás Natural (Tcf)



Fonte: EIA (2014)

O *shale gas* tem contribuído para o aumento da importância do gás natural na matriz energética norte-americana. Segundo a EIA, em 2012, o gás natural representou 27% do total da energia primária consumida nos EUA, e para 2040 a expectativa é que esse número chegue a 40%. Os principais setores responsáveis por este consumo de gás são o de Geração de Energia Elétrica (31%) seguido pelo setor Industrial (28%).

Gráfico III - Consumo de Energia Primária por Fonte 1980-2040

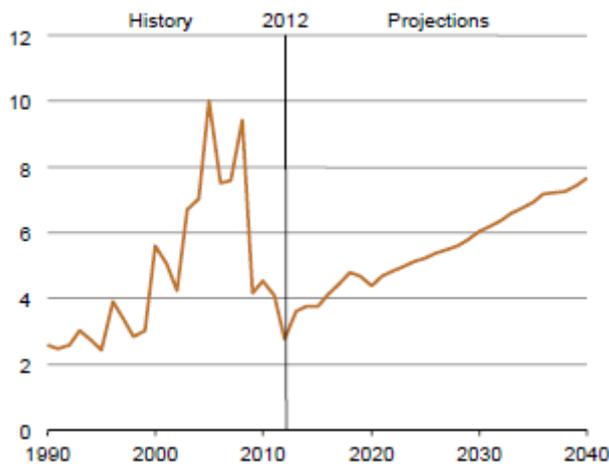


Fonte: EIA (2014)

A abundância do gás natural tem gerado perspectivas otimistas sobre o crescimento industrial norte-americano. Um dos segmentos da indústria mais beneficiado pelo crescimento

expressivo da oferta e conseqüente queda do preço do gás natural foi o químico, que utiliza o gás não somente como fonte de energia, mas também como matéria prima. Entre 2007 e 2012 o Henry Hub, preço de referência do gás natural americano, despencou de US\$ 6,97 para US\$ 2,75/MMBtu. A perspectiva da indústria química de que este preço irá se manter a níveis baixos ao longo dos anos estimulou muitas empresas a expandirem sua capacidade de produção nos EUA a fim de aproveitar esta vantagem competitiva.

Gráfico IV - Henry Hub 1990-2040 (US\$/MMBtu)



Fonte: EIA (2014)

De acordo com um estudo⁶ da American Chemistry Council até o final do mês de Março de 2013 quase 100 novos investimentos, no valor total de 71,7 bilhões de dólares, haviam sido anunciados por empresas químicas para o território americano. Sendo que aproximadamente metade desses projetos era de companhias de fora dos EUA, o que mostra o forte poder de atração do país, de empresas deste setor, graças à abundância do gás.

Além da indústria química, a produção de *shale gas* tem gerado impactos positivos para o mercado de trabalho e os cofres públicos americanos. Um estudo da consultoria americana IHS Insight mostrou que em 2010 as atividades relacionadas à exploração e a produção de *shale gas* foram responsáveis por mais de 600.000 empregos, entre diretos e indiretos, e por aproximadamente 18,6 bilhões de dólares da arrecadação pública, através de impostos federais, estaduais e locais bem como pagamentos de royalties ao governo federal. Para o período entre 2010 e 2035 a mesma consultoria estima que as atividades em torno deste recurso não

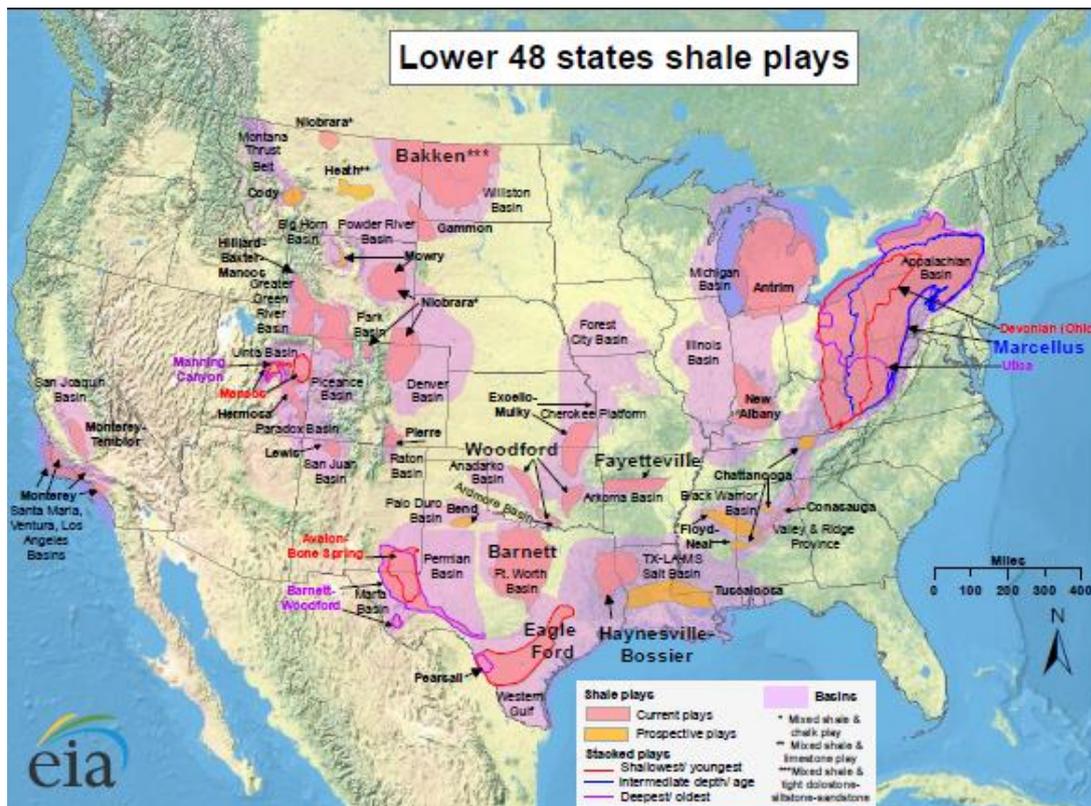
⁶O estudo citado é o *Shale Gas, Competitiveness, and New US Chemical Industry*.

convencional gerem mais de 1 milhão de novos empregos e aproximadamente 900 bilhões de dólares em arrecadação pública.

II.1 – Os principais plays americanos

De acordo com o Review of Energy Resources de 2011 da EIA, os EUA possuem 750 Tcf de recursos tecnicamente recuperáveis de *shale gas*, o que faz com que este país figure na lista dos maiores detentores deste recurso no mundo. Tal volume de gás se encontra disperso pelo país, sendo os principais *plays* os seguintes: Barnett, Eagle Ford, Haynesville, Fayetteville e Marcellus. Os dados numéricos dos *plays* a serem apresentados na seção abaixo foram retirados também do Review of Energy Resources de 2011.

Figura IV – Plays Americanos de *Shale Gas*



Fonte: EIA (2011)

II.1.1 – Barnett

O *play* de Barnett está localizado na bacia de Fort Worth, no norte do estado do Texas. Sua dimensão é de 16.726 km², com recursos tecnicamente recuperáveis estimados em 43,37 Tcf de *shale gas*. Barnett foi o primeiro *play* de *shale gas* a ser desenvolvido nos EUA, foi nesta

área que as técnicas de faturamento e hidráulico e da perfuração horizontal foram desenvolvidas e aplicadas pela primeira vez com significativo sucesso na extração deste recurso não convencional.

A formação apresenta profundidade de aproximadamente 2300 metros. De acordo com a EIA (2011) o custo por poço varia entre 2 e 3 milhões de dólares na parte mais desenvolvida do *play* segundo os custos reportados em 2008 e 2009, com retorno médio por poço de 1,4 Bcf.

II.1.2 – Eagle Ford

Trata-se de outro *play* localizado no estado do Texas, mais precisamente na bacia de Maverick. Os seus recursos tecnicamente recuperáveis de *shale gas* estão estimados em 21 Tcf. Este *play* possui hidrocarbonetos líquidos, por conta disso o mesmo foi dividido em 3 zonas, a zona de óleo, a zona de condensado e por fim a zona de gás seco. Essas zonas possuem respectivamente 5.783, 2.300 e 518 km². A média de produção é de 5 Bcf por poço, com retorno de 30% no primeiro ano e custo de *drilling* de 4 a 6,5 milhões de dólares por poço horizontal segundo a Petrohawk, empresa que opera na região. A profundidade média da formação é de 2100 metros com espessura de 61 metros.

II.1.3 – Haynesville

Importante *play* localizado no leste do estado do Texas e no oeste de Louisiana. Possui seus recursos tecnicamente recuperáveis de *shale gas* estimados em aproximadamente 75 Tcf, dispersos em uma área de 23.300 km². A formação apresenta em média profundidade 3.600 metros com espessura de 76 metros. Segundo os produtores locais a média de retorno por poço é de 6,5 Bcf com custo médio de 9 milhões de dólares por poço.

II.1.4 – Fayetteville

Fayetteville está localizado na bacia Arkoma no estado dos Arkansas. Sua dimensão é de 23.309 km², com recursos de *shale gas* tecnicamente recuperáveis estimados em 32 Tcf. A profundidade média da formação é de 1200 metros e o retorno médio por poço é de 1,15 Bcf. Segundo os dados do Deutsche Bank presentes no Review of Energy Resources de 2011 o custo de um poço varia entre 1,75 e 3,05 milhões de dólares.

II.1.5 – Marcellus

O *play* de Marcellus está localizado na Bacia Appalachian, no leste dos Estados Unidos. Com uma área de 246.000 km², que compreende os estados de Maryland, Nova York, Ohio, Pennsylvania, Virginia e West Virginia, seus recursos de *shale gas* tecnicamente recuperáveis estão estimados em 410 Tcf. A formação possui profundidade média de 2100 metros com espessura de 39 metros. Na área do *play* mais ativa, o retorno médio do poço é de 3,5 Bcf, com custo por poço de 3 a 4 milhões de dólares, segundo o que foi reportado pelas empresas operadoras.

Trata-se do maior do maior *play* americano de *shale gas* em termos de área e de recursos. Apesar deste *play* ter começado a ser explorado posteriormente a *plays* como Barnett e Haynesville, segundo a EIA (2014) Marcellus já é o maior *play* produtor de shale gas dos EUA com 15 Bcf/dia.

II.2 – Os fatores para o sucesso

Conforme ilustrado na seção anterior, o *shale gas* se tornou um caso de sucesso nos Estados Unidos, se tornando objeto central da política energética norte-americana. Este recurso tem auxiliado na redução da dependência energética frente a outros países e proporcionado ao setor industrial perspectivas de energia barata para muitos anos.

Contudo tal sucesso não ocorreu da noite para o dia. A realidade da produção de *shale gas* nos EUA nos anos 2000 é fruto de alguns processos iniciados desde a primeira metade do século XX, e também de algumas características peculiares do mercado e da legislação norte-americana. Nesta seção serão tratados estes processos e fatores a fim de se elucidar os principais pontos que contribuiram para o *boom* da produção deste recurso não convencional.

II.2.1 – A regulação dos preços e os incentivos fiscais

A regulação do mercado de gás natural nos EUA se iniciou praticamente junto com a própria indústria no século XIX, quando o gás natural era predominantemente produzido a partir do carvão, e comercializado localmente, dentro da própria cidade. A distribuição era vista como

um monopólio natural⁷, e para evitar abusos na determinação dos preços os governos locais estabeleciam uma série de regulações e também determinavam as taxas a serem cobradas.

No início dos anos de 1900 o gás natural já passou a ser transportado entre as cidades, o que fez com que a administração local não fosse mais suficiente para regular esta indústria. Os estados passaram então a eles mesmos determinarem as taxas e criaram comissões para conduzirem a regulação. Porém assim como o gás deixou de ser distribuído apenas localmente e passou a ser transportado entre cidades na primeira década do século XX, nas décadas posteriores ele passou a ser transportado entre os estados, criando novamente um *gap* regulatório.

Tal *gap* só foi preenchido em 1938 com a promulgação do *National Gas Act* (NGA), onde pela primeira vez o governo federal passava a se envolver diretamente na regulação da indústria de gás natural.

Essencialmente o NGA deu a Federal Power Commission (FPC) jurisdição sobre a regulação da venda interestadual de gás natural. A FPC foi encarregada de regular as taxas a serem cobradas pelo transporte interestadual de gás natural, bem como ganhou poderes limitados de certificação. (NATURALGAS.ORG, 2013, tradução livre).

Esses poderes de certificação citados acima fizeram com que a FPC controlasse a expansão da malha de gasodutos, sendo necessária a aprovação desse órgão para qualquer novo projeto de transporte de gás natural. Contudo, apesar de a nova lei buscar garantir taxas justas para o gás transportado pelos gasodutos interestaduais, ela não determinou nenhuma regulação específica para o preço do gás na cabeça do poço. É importante frisar que “Até os anos 90, gasodutos vendiam um produto integrado, que era constituído pelo gás natural comprado dos produtores combinado com os serviços de gasoduto requeridos para transportar o gás até seus consumidores.” (JOSKOW, 2012, p.2, tradução livre). Portanto apesar dos gasodutos interestaduais serem alvos da regulação, seus fornecedores, os produtores, não tinham qualquer restrição quanto a determinação dos seus preços.

A ausência de regulação para os preços do gás na cabeça do poço terminou em 1954 com o que ficou conhecido por *The Philips Decision*, uma determinação da Suprema Corte Americana que estabeleceu que o preço da produção voltada para os gasodutos interestaduais também seria regulado pela FPC, enquadrando os produtores como Companhias de Gás Natural

⁷“Quando há grandes custos fixos e custos marginais pequenos...Tal situação é conhecida como monopólio natural.” (VARIAN, 2006, p.468).

no NGA. Desta forma tanto o preço do gás natural vendido pelos gasodutos quanto o preço daquele vendido anteriormente para os gasodutos passaram a ser regulados.

Para regular o preço do gás na cabeça do poço o FPC considerou os custos da produção, estabelecendo preços baixos para produtores de baixo custo e preços mais altos para aqueles com custos elevados. De 1954 a 1960 o FPC tentou tratar a determinação dos preços individualmente com cada produtor, levando em consideração o custo de cada um. Contudo esta abordagem se mostrou inviável devido ao grande número de produtores, o que exigia um grande esforço da Comissão para a análise de todos os processos. “... em 1959, existiam 1265 processos independentes para aumento ou revisão de tarifas, o FPC só foi capaz de agir em 240 casos.” (NATURALGAS.ORG, 2013, tradução livre). A partir de 1960 o FPC passou a determinar as tarifas baseando-se em áreas geográficas. A comissão dividiu os EUA em 5 regiões, determinando preços máximos para cada uma delas levando em consideração a média dos preços dos contratos de gás natural praticados entre 1959-60 nessas áreas.

Porém mais uma vez a Comissão não obteve sucesso. Além de não conseguir determinar as tarifas para 3 regiões até 1970, os custos dos poços dentro de uma mesma área variavam significativamente, fazendo com que o teto da tarifa desestimulasse muitos produtores com custos mais altos. Por conta disso, em 1974, foi abandonada a abordagem dos princípios do custo de serviço e determinado um único preço teto nacional para o gás vendido aos gasodutos interestaduais, US\$ 0,42/Mcf, que ainda estava muito abaixo do valor de mercado do gás. “Embora este preço tenha dobrado em relação aos preços estabelecidos durante a década de 60, ele ainda era significativamente menor do que o valor de mercado do gás natural que estava sendo vendido.” (NATURALGAS.ORG, 2013, tradução livre).

As três abordagens adotadas, desde 1954, pela FPC para determinação do preço teto do gás natural vendido na cabeça dos poços para os gasodutos interestaduais se mostraram inadequadas. Elas causaram distorções no mercado, desequilibrando oferta e demanda. O gás vendido abaixo do preço de mercado estimulou o aumento do consumo deste recurso sem que houvesse uma contrapartida pelo lado da oferta. Na verdade os produtores se viam desestimulados a explorar novas áreas a procura de novas reservas uma vez que os custos de exploração e desenvolvimento eram incertos, mas o preço pelo qual o gás poderia ser vendido era fixo, e muito abaixo do equilíbrio de mercado.

Os desequilíbrios causados pela regulação americana até aquele momento acabou por gerar escassez de gás natural no mercado nacional. “É bem documentado que o mercado de gás

natural nas décadas de 1960 e 70 foi caracterizado pela regulamentação de teto de preços que resultou na escassez na produção e nas reservas.” (WANG e KRUPNICK, 2013, p.6, tradução livre). É importante pontuar que até aquele momento apenas o gás destinado ao mercado interestadual era regulado, sendo assim os produtores podiam vender seu gás livremente para consumidores locais por um preço muito maior, enfraquecendo ainda mais o mercado nacional. “Em 1965 um terço das reservas da nação foi destinada para os consumidores intraestaduais; por volta de 1975, quase a metade das reservas estavam comprometidas com os consumidores intraestaduais.” (NATURALGAS.ORG, 2013, tradução livre).

O cenário do mercado americano de gás natural na década de 70 era de forte desequilíbrio entre oferta e demanda por conta do estabelecimento de preços máximos abaixo do equilíbrio pela regulação de até então. Este desequilíbrio foi agravado pelo Primeiro Choque⁸ do Petróleo, que pressionou ainda mais a demanda por gás natural. A escassez do gás no mercado nacional, o declínio das reservas deste recurso, e a instabilidade do mercado internacional de petróleo forçaram o governo federal a rever a regulação do mercado de gás a fim de estimular o aumento da produção e da exploração de novas reservas.

Nesse contexto foi promulgado pelo Congresso Nacional o *Natural Gas Policy Act* (NGPA) em 1978, que tinha por objetivo unificar o mercado nacional de gás natural, equalizar oferta e demanda e permitir que as forças de mercado estabelecessem o preço do gás na cabeça do poço. Para atingir tais objetivos a FPC foi abolida e outra autarquia, a Federal Energy Regulatory Commission (FERC), foi designada a regular o mercado de gás natural, com exceção de temas relacionados à importação e exportação de gás.

O NGPA estabeleceu diferentes categorias de gás natural, com tetos mais altos de preço para estimular a exploração e produção de novos recursos de gás natural. Determinou ainda, principalmente para o gás advindo de novas produções, a gradual eliminação dos tetos para o preço do gás na cabeça do poço com objetivo de atingir a completa desregulamentação até 1985. O gás natural que se enquadrava na classificação de alto custo de extração foi amparado pela *Section 107*, que estabelecia o maior preço teto dentre todas as categorias.

No intuito de aumentar as reservas de gás natural, decrescentes desde 1970, alguns recursos de gás não convencional foram considerados na *Section 107*, casos do *coalbed*

⁸ O Primeiro Choque do Petróleo ocorreu em 1973, quando a OPEP, Organização dos Países Exportadores de Petróleo decidiu reduzir a produção, o que gerou uma disparada do preço do barril, e estabeleceu embargos aos Estados Unidos e a países Europeus em represália ao apoio a Israel na Guerra do Yom Kippur.

methane, devonian shale posteriormente do *tight gas*. Essa classificação representava um incentivo via preço à exploração desses novos recursos, que como visto no capítulo I exigem técnicas diferenciadas, o que eleva o custo de exploração/produção. A razão para a inclusão do gás não convencional nessa política de incentivo via preço pode ser percebida na passagem abaixo.

Já em 1968, quando as reservas de gás começaram a declinar, o National Energy Technology Laboratory (NETL), e o US Bureau of Mines começaram a examinar a questão de como extrair recursos de gás não convencional. Vários grandes estudos comissionados pelo Federal Power Commission, pelo Energy Research and Development Administration (ERDA), e pelo US Department of Energy (DOE) na década de 70 sugeriram que a base de recursos de gás natural não convencional poderia ser muito grande e que os esforços para desenvolver recursos não convencionais deveriam ser encorajados e subsidiados. (WANG e KRUPNICK, 2013, p.7, tradução livre).

Em 1979 ocorreu o Segundo Choque do Petróleo devido à paralisação da produção iraniana decorrente da Revolução Islâmica naquele país. Mais uma vez a produção internacional caiu e os preços do barril de petróleo dispararam. A preocupação com a segurança energética que já era latente desde o final da década de 60 se intensificou, abrindo caminho para mais uma política do governo de incentivo à exploração e produção de novos recursos energéticos.

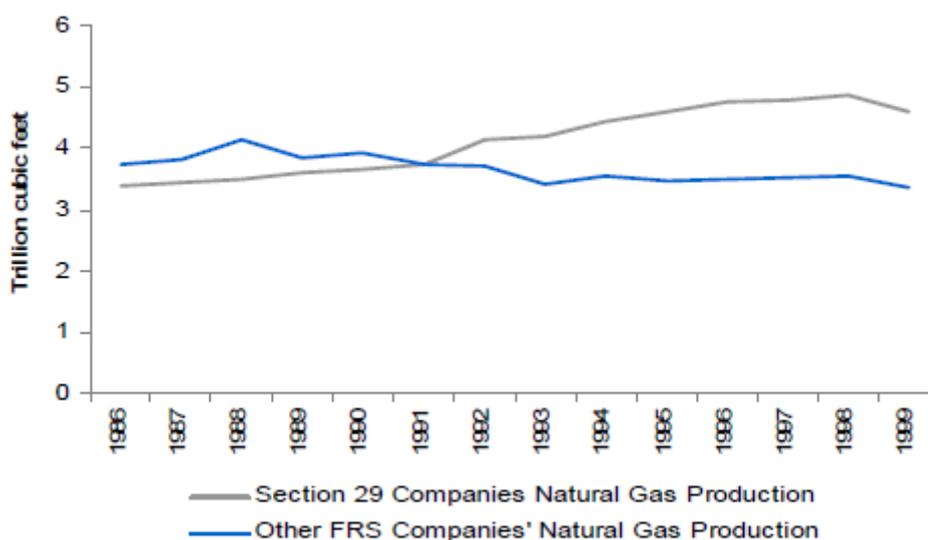
Em 1980 foi estabelecido o *Windfall Profit Tax Act*, que através da *Section 29* do *Internal Revenue Code*, forneceu créditos tributários à produção de combustíveis não convencionais, como gás natural oriundo de *Devonian Shale*, *coal seams* e o *tight gas*, mas também a biomassa e combustíveis sintéticos produzidos a partir de carvão, dentre outros. Em relação ao gás não convencional esta nova lei fornecia créditos tributários aos poços perfurados entre 1980 e 1992, sendo a produção dos mesmos beneficiadas até dezembro de 2002.

O valor dos créditos tributários recebidos pela produção de gás de *devonian shale* era determinado por uma fórmula que considerava a inflação e continha um fator que eliminava os efeitos do incentivo em momentos em que o preço do petróleo estivesse alto, já que nesses momentos a competitividade do gás não convencional se elevava, diminuindo a necessidade deste estímulo fiscal. Inicialmente o crédito foi de US\$0,52/Mcf e aumentou para US\$0,94/Mcf em 1992. Segundo Wang e Krupnick (2013) durante a maior parte deste período a média nacional do preço do gás na cabeça do poço esteve entre US\$1,5/Mcf e US\$ 2,5/Mcf, o que mostra a relevância do crédito. Em relação ao *tight gas* o crédito ficou fixo em US\$ 0,52/Mcf desde o início dos anos 80.

A *Section 107*, que fornecia incentivo via preço, e a *Section 29* coexistiram por um determinado tempo, contudo os produtores tinham que optar por um dos dois incentivos, não podendo ser beneficiado simultaneamente pelos dois. Isto não afetou o *devonian shale* e o *coalbed methane*, que tiveram seus preços desregulados desde o fim de 1979. Sendo assim esses tipos de gás não convencional puderam receber o crédito tributário além de serem vendidos por um preço bastante superior ao gás convencional, que ainda tinha seu preço regulado pelo NGPA. “No início dos anos 80, o gás natural de alto custo desregulado era vendido por mais que o dobro do preço do gás regulado.” (TOBIN, 1989, p.5 apud WANG e KRUPNICK, 2013, tradução livre).

Em seu estudo sobre a viabilidade da produção do *shale gas* na Europa, Gény (2010) visita a questão da *Section 29* nos EUA e aponta como importante fator de incentivo a exploração e produção de gás natural, em especial ao gás não convencional. Gény afirma que baseado na análise das companhias FRS⁹ e em informações públicas, todas as companhias que reportaram ter recebido créditos da *Section 29* estavam envolvidas na produção de CBM ou de *tight gas*. Para defender seu ponto de vista sobre a importância deste instrumento a autora compara a produção das companhias que receberam os créditos da *Section 29* com a produção das que não receberam. Entre 1990 e 1999 as companhias beneficiadas por esse estímulo fiscal aumentaram sua produção em 26%, enquanto as que não foram beneficiadas tiveram sua produção reduzida em 14%, conforme pode ser observado no gráfico abaixo.

Gráfico V - Produção Americana de gás pelas companhias FRS 1986-1999

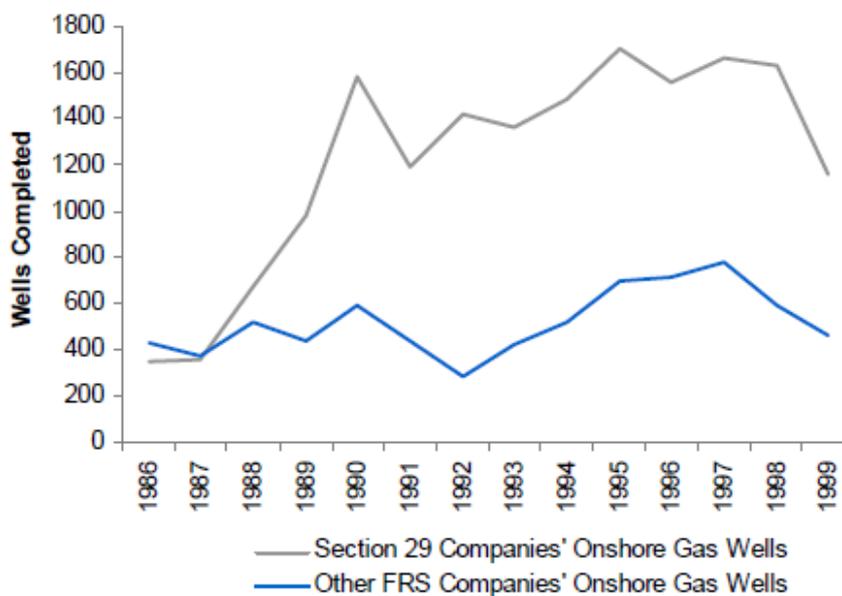


⁹Companhias FRS são grandes companhias produtoras de energia baseadas nos EUA que reportam seus dados financeiros e operacionais a EIA com base no EIA Financial Reporting System.

Fonte: Gény (2010)

Contraste ainda maior se verifica quando a autora compara as atividades de desenvolvimento dos dois grupos. Entre 1986 e 1990 o número de completações de poços *onshore* por ano saiu de 400 para 1600 para aquelas companhias que recebiam créditos tributários, enquanto que para aquelas que não eram favorecidas por esse incentivo, o número se elevou em apenas 200 poços.

Gráfico VI – Possos Completados por Companhias FRS



Fonte: Gény (2010).

II.2.2 - O P&D e as tecnologias de exploração/produção dos não convencionais

Conforme ilustrado no capítulo I, a exploração e produção dos recursos não convencionais exigem técnicas igualmente não convencionais. Por conta disso apesar do conhecimento da sua existência durante todo o século XX nos Estados Unidos, o *shale gas* só começou a ser produzido comercialmente em grande escala nos anos 2000, graças aos avanços tecnológicos iniciados desde o final da década de 1970.

Em 1976, incentivado pelo cenário de insegurança energética por conta do embargo de petróleo da OPEP ao país e pela diminuição da produção de gás no mercado doméstico, o Congresso Americano lançou o *Unconventional Gas Research Program* (UGRP). Inicialmente sobre a responsabilidade da Energy Research and Development Administration (ERDA) e a

partir de 78 sobre a tutela do Department of Energy (DOE), o programa tinha três componentes: o *Eastern Gas Shales Program* (EGSP), *Western Gas Sands Program* (WGSP) e o *Methane Recovery from Coalbeds Program* (MRCP).

O EGSP compreendia o *devonian shale*, que estava presente em uma vasta área no leste dos EUA, que incluía as bacias de Appalachian, Michigan e de Illinois. O programa tinha como propósito avaliar a base de recursos, em termos de volume, distribuição e característica, além de determinar as melhores tecnologias para a extração do gás ao menor custo possível com o objetivo maior de aumentar substancialmente a produção dessas bacias, que até então era pouco significativa. A estrutura do programa era baseada na parceria entre os centros tecnológicos do DOE, universidades, instituições de pesquisas e firmas privadas. A parceria público-privada era importante para encorajar o investimento no desenvolvimento de novas tecnologias uma vez que os riscos e os custos eram divididos entre o governo e a indústria.

Também em 1976, paralelamente a criação do URGP, a FERC aprovou a cobrança de uma taxa sobre as vendas interestaduais de gás natural para financiar o P&D desta indústria. Inicialmente este recurso serviu para suportar o Gas Research Institute (GRI), uma organização de pesquisas sem fins lucrativos que tinha por objetivo colaborar com a indústria do gás natural.

O GRI e o DOE trabalhavam de forma coordenada e complementar. Enquanto o DOE se concentrava em pesquisas básicas de P&D para geração de novos dados e técnicas de exploração e produção, o GRI focava na comercialização e desenvolvimento de tecnologias para a indústria. O arranjo de cooperação criado entre o DOE, o GRI e as firmas privadas exigia a completada divulgação das descobertas obtidas bem como a negação de qualquer propriedade intelectual sobre as mesmas.

Em relação às principais tecnologias que viabilizaram a produção em grande escala de *shale gas*, o DOE com seus programas, juntamente com seus parceiros tiveram papéis de diferentes tamanhos no desenvolvimento de cada técnica que hoje é essencial à exploração deste recurso. No caso da perfuração horizontal o DOE não teve papel de destaque no desenvolvimento desta técnica, que começou a ser utilizada com mais frequência no início dos anos 80 em campos de petróleo a partir de avanços da telemetria e motores de fundo de poço. A perfuração horizontal era utilizada nestes campos para desviar de indesejáveis acúmulos de água e gás. Apesar de sua irrelevância no desenvolvimento da perfuração horizontal em si, o DOE foi importante na adaptação desta técnica aos campos de *shale gas*, conforme a passagem

a seguir confirma: “O programa de *shale gas* resultou em um número de empresas pioneiras na perfuração horizontal do *devonian shales*.” (WANG e KRUPINICK, 2013, p.12, tradução livre).

Outra técnica vital, o fraturamento hidráulico massivo, apesar de também já existir antes dos programas do DOE, só foi aplicado pela primeira vez para a estimulação de um poço de *shale* no *Eastern Gas Shales Program*. “O fraturamento hidráulico massivo não foi usado para estimular poços de *shale gas* antes do *gas shale program*...” (WANG e KRUPINICK, 2013, p.12, tradução livre). Mais do que isso, as iniciativas conjuntas do DOE, GRI e das companhias privadas culminaram no início dos anos 90 nas primeiras demonstrações da combinação entre a perfuração horizontal e o fraturamento hidráulico múltiplo em poços de *shale gas*, combinação esta que se tornou o pilar da exploração deste gás não convencional. Segundo Burwen e Flegal (2013) a Mitchell Energy estava entre as companhias privadas que participaram deste esforço, com o primeiro poço horizontal em Barnett Shale, onde posteriormente a “revolução” do *shale gas* decolou.

Outra tecnologia importante, a sísmica 3D, que representou para a indústria de O&G como um todo um grande avanço na avaliação da estrutura e das propriedades das rochas subterrâneas, além garantir uma melhor abordagem dos reservatórios para produção, foi, segundo o Committee on Benefits of DOE R&D on Energy Efficiency and Fossil Energy et al. (2001), desenvolvida em grande parte pela própria indústria. Segundo o mesmo estudo, ainda que com uma participação menor, o DOE aprimorou alguns aspectos específicos desta tecnologia em programas que não estavam restritos aos recursos não convencionais.

Por último, uma tecnologia complementar ao fraturamento hidráulico, o mapeamento microssísmico de fraturas foi desenvolvido em grande parte por conta dos esforços do DOE e do GRI. Essa tecnologia permitiu obter informações sobre o comprimento, largura e orientação das fraturas artificialmente geradas. Na década de 70 o DOE lançou a primeira pesquisa de mapeamento microssísmico dentro de um projeto geotérmico que foi conduzido pelo Los Alamos National Laboratory. Mais tarde o DOE junto com o Sandia National Laboratories desenvolveu receptores, que foram utilizados no monitoramento de fraturamentos experimentais em poços no Colorado, conhecidos como Multiwell Experiment (MWX), que faziam parte do *Western Gas Sands Program* do mesmo departamento. Apesar dos testes desde a década de 80 o monitoramento microssísmico de fraturas em tempo real só foi validado em meados dos anos 90 em um projeto de pesquisa conjunto entre DOE e GRI para avaliar os mecanismos e aprimorar os modelos de fraturamento hidráulico.

A parceria entre o DOE, o GRI e as firmas privadas acabou por dar um caráter mais aplicado aos projetos de pesquisa governamentais além de ter acelerado a difusão na indústria das tecnologias desenvolvidas e adaptadas à extração de gás não convencional. De forma complementar as políticas fiscais de diferenciação do preço do gás não convencional e os créditos tributários incentivaram as empresas a desenvolverem este gás também de forma autônoma propiciando inovações incrementais das técnicas de exploração através do *learning-by-doing* e um maior conhecimento geológico das bascias.

II.2.3 – A natureza da propriedade territorial e mineral nos EUA

A liberdade econômica, um dos componentes da democracia, tem como seu principal símbolo a propriedade privada, sobretudo quando se trata dos Estados Unidos. Uma característica singular da legislação do país reflete isso. Nos EUA a propriedade territorial não abrange somente a superfície, ela se estende ao subsolo, ou seja, também aos minerais que lá se encontram.

A extensão deste direito privado vai à contramão dos outros países, onde o mais comum é o direito da propriedade privada se restringir a superfície, cabendo ao Estado, na figura do governo central ou local a propriedade do subsolo e de seus minerais, conforme a passagem abaixo confirma.

Os Estados Unidos é o único país do mundo em que o ouro, o petróleo, o gás natural e outros minerais, que se encontram no solo pertencem ao proprietário da superfície... Em todos os outros países esses minerais do subsolo pertencem ao Rei ou ao Estado. (GRUY, 1999, tradução livre).

Essa característica da legislação americana não significa que o Estado não detém posse de nenhum direito mineral, as propriedades individual e pública dos minerais coexistem, e para cada estado da federação existem suas próprias leis referentes ao tema.

No Texas, estado com a maior produção de petróleo nos EUA, os minerais se constituem como um objeto de direito separado da superfície da terra. Por conta disso é possível que o dono original da terra venda o direito sobre o subsolo e mantenha a propriedade sobre a superfície, mas também o inverso, que ele venda o direito sobre a superfície e mantenha a propriedade do subsolo, ou seja, dos minerais.

Separados ou não, no estado o direito sobre os minerais se sobrepõe sobre o direito da superfície. No caso em que o proprietário dos direitos sobre os minerais, ou ainda um terceiro

a quem foram delegados os mesmos, deseje explorar o subsolo, ele pode utilizar a superfície de forma razoável com suas necessidades sem que para isso seja necessária a permissão do proprietário da superfície. Ainda mais, não existe responsabilidade sobre possíveis danos a superfície desde que não haja negligência ou se extrapole o que for razoavelmente necessário.

No caso do petróleo e do gás natural, na maioria dos países, onde os direitos sobre os minerais no subsolo são exclusivamente do Estado, os governos dividem determinadas áreas em blocos e ofertam licenças de exploração sobre os mesmos, exigindo uma contrapartida financeira. Normalmente a empresa que adquire esta licença se compromete a conduzir atividades científicas de análise dentro de um período estipulado, comumente entre 5 e 10 anos. Caso sejam descobertas quantidades comerciais de petróleo ou gás, a empresa é obrigada a submeter a uma autoridade competente do governo um plano de desenvolvimento, que inclui entre outras coisas uma avaliação dos impactos ambientais bem como ações para evitá-las ou mitigá-las. Após aceitação do plano, o governo negocia taxas que serão pagas ao mesmo a partir da produção.

Já nos EUA o processo de aquisição de uma área para exploração *onshore* de óleo e gás é diferente devido ao fato de grande parte do subsolo pertencer a agentes privados. Apesar do menor risco geológico da exploração de *shale gas*, a descoberta de hidrocarbonetos em quantidades comercialmente viáveis não é certa, por conta disso o *lease* dos direitos minerais para exploração é mais comum que a compra dos mesmos.

No *lease*, a companhia que irá realizar a exploração entra em contato diretamente com o proprietário dos direitos minerais e assina um contrato no qual recebe o direito de explorar a área e em contrapartida paga um bônus ao proprietário pelo acordo. No contrato dentre outras coisas são determinados a duração do acordo, o valor do bônus, e os *royalties* que o proprietário receberá caso seja constatada a viabilidade e a produção venha a ocorrer. Os *royalties* costumam ser uma participação da receita bruta da produção, sujeita a variações da própria produção e do preço.

Fitzgerald (2014) estima que por volta de 75% da produção *onshore* de óleo e gás dos EUA advém de propriedades cujos direitos minerais são de natureza privada, e que no ano de 2013 considerando a mesma participação que o governo federal costuma obter em seus contratos para todos os demais proprietários, o montante total de *royalties* seria de 23 bilhões de dólares. Tal exercício é feito pelo autor uma vez que a informação sobre os *royalties*

recebidos pelo governo federal é uma informação de relativamente fácil acesso, o que não é verdade para todos os governos locais e para a infinidade de proprietários privados.

O pagamento de *royalties* aos proprietários privados auxilia na aceitação das atividades exploratórias e produtoras de *shale gas*, servindo também como uma forma de compensação aos impactos causados ao meio ambiente e também ao cotidiano das localidades afetadas, como o aumento do trânsito de caminhões por exemplo.

Além disso a propriedade privada dos direitos minerais torna o processo de aquisição de áreas para a exploração e produção de óleo e gás mais simples e menos burocrático se comparado a outros países onde o Estado é o único responsável por realizar leilões e concessões à iniciativa privada, o que normalmente demanda mais tempo. Essa simplificação assim como para o restante da indústria de O&G nos EUA beneficiou também o desenvolvimento do *shale gas*, cuja produção no início dos anos 2000 ainda era incipiente.

II.2.4 – A regulação ambiental americana

O *boom* da produção americana de *shale gas* foi reflexo do aumento do nível das atividades exploratórias e de desenvolvimento desse recurso pelo país, especialmente daquelas referentes à perfuração de poços e fraturamento hidráulico. Tais atividades no decorrer dessa revolução energética suscitaram algumas preocupações na sociedade americana quanto ao impacto das mesmas no meio ambiente e no dia a dia das comunidades envolvidas, devido principalmente ao carácter intensivo da utilização de serviços e volume de água.

A intensidade dos serviços impacta o dia a dia das comunidades por conta do aumento do trânsito de caminhões por exemplo, que são muito requisitados para o transporte de equipamentos, água e fluidos de perfuração. Já a preocupação relativa à água se dá devido ao grande volume utilizado nas atividades, e também por conta da possibilidade da contaminação dos lençóis freáticos e outros reservatórios durante a perfuração dos poços, fraturamento e manuseio da água de retorno.

Apesar das preocupações, a exploração de *shale gas* encontrou nos Estados Unidos um consistente aparato regulatório, condizente com a longa experiência desse país nas atividades de E&P de petróleo e gás natural. A regulação já aplicada para a exploração convencional de gás foi estendida para as atividades não convencionais, e além disso foram aperfeiçoadas leis

e normas para atender algumas especificidades dessas novas atividades e garantir a segurança das mesmas.

A exploração não convencional ficou sujeita a leis federais, das quais se destacam *Safe Drink Water Act (SDWA)*, *Clean Water Act (CWA)* e a *Clean Air Act (CAA)*. As duas primeiras são destinadas respectivamente a regulação da água para consumo humano e ao controle da poluição da mesma. Já a terceira controla a emissão de gases durante os processos de exploração e produção de gás natural. A Environmental Protection Agency (EPA) é a agência federal responsável por administrar essas leis, contando com a ajuda das agências estaduais, que auxiliam nas suas implementações. Essa coordenação entre as agências federais e estaduais é muito importante na medida em que as autarquias federais sozinhas não seriam capazes de administrar todas as regulações para um país inteiro.

Todavia além de garantir a aplicação das leis federais, as agências estaduais também aplicam suas próprias regulações, e são elas as responsáveis por autorizar a perfuração e fraturamento dos poços em terras públicas estaduais e privadas. Isto é benéfico para a viabilidade e segurança das operações uma vez que este arranjo garante os requisitos gerais para a conservação do meio ambiente, expressos pelas leis federais, mas também contempla as especificidades de cada região.

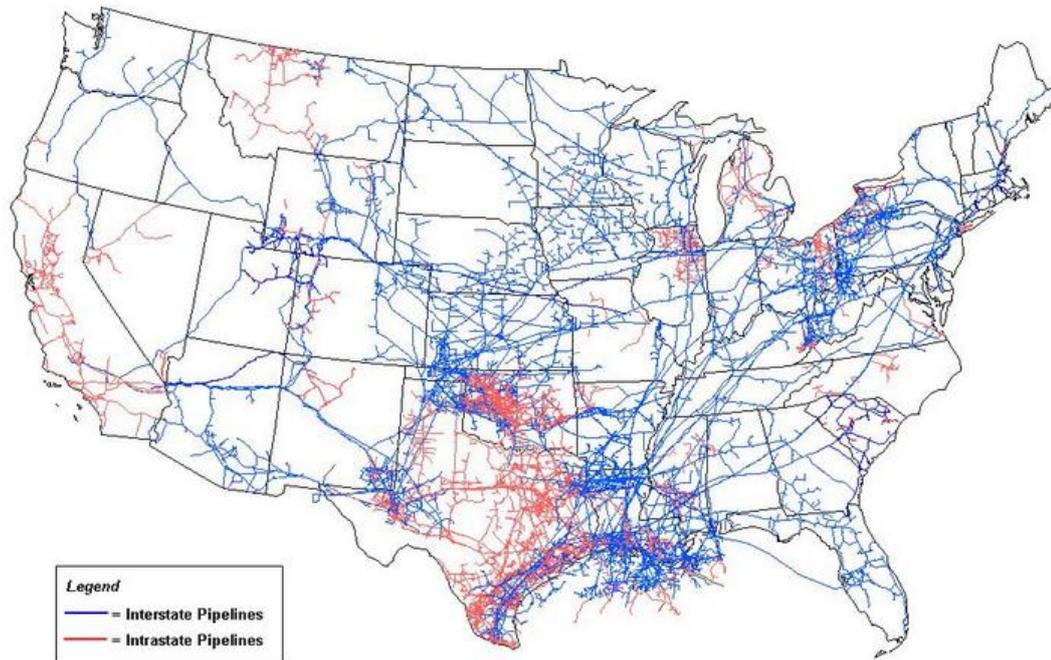
Dessa forma a coordenação entre os governos estaduais e federal, a regulação estadual, a segurança jurídica pela definição clara das leis e a regulação mais leve¹⁰ contribuíram não só para a segurança das atividades de exploração e produção de *shale gas* mas também para garantir sua viabilidade.

II.2.5 – A infraestrutura americana de transporte de gás natural

Os EUA possuem uma extensa e capilarizada malha de gasodutos que compõe um sistema altamente integrado de transporte e distribuição de gás natural no país. Segundo dados de 2007 da EIA, existiam aproximadamente 483.000 km de gasodutos espalhados por todo país naquele momento, o que permitia que o gás natural fosse transportado praticamente de qualquer lugar para qualquer lugar dos 48 estados contíguos americanos.

¹⁰ “A relação de contratação estritamente privada nos Estados Unidos, associada à regulação leve, possibilita que as companhias atuem de uma forma mais ousada.” (LION, 2015, p.60).

Figura V - Mapa da Rede Americana de Gasodutos



Fonte: EIA (2009)

Os gasodutos nos Estados Unidos são classificados em intraestaduais e interestaduais. Os primeiros só operam dentro de um único estado, e ligam os produtores de gás natural aos mercados locais, não estando sobre a jurisdição da FERC. Apesar dessa limitação as companhias que os detém podem ter operações em mais de um estado com tanto que as mesmas não estejam fisicamente conectadas.

Já os gasodutos interestaduais transportam gás natural entre dois ou mais estados e estão sobre a jurisdição da FERC. Conforme se pode observar no mapa acima, a maior concentração desses gasodutos está na região sudoeste que compreende os estados do Arkansas, Louisiana, Novo México, Oklahoma e Texas. Segundo EIA (2007) alguns dos gasodutos interestaduais mais antigos e também de maior capacidade se encontram no sudoeste e conectam essa grande região produtora ao restante do país.

Historicamente nos EUA a construção e a operação dos gasodutos estão entregues a iniciativa privada. Até o início da década 90 os gasodutos podiam operar vendendo seu próprio gás aos consumidores, em um arranjo em que o próprio gás e seu transporte constituíam um só produto. Contudo em 1992 a FERC promulgou uma ordem normativa que permitia que as

companhias de gasodutos interestaduais apenas realizassem o serviço de transporte do gás natural de terceiros, separando a comercialização do transporte.

De acordo com a EIA (2007) nos EUA um projeto de construção ou mesmo de expansão de um gasoduto interestadual leva em torno de 3 anos para ficar pronto, e envolve basicamente 4 passos: determinação da demanda/interesse do mercado; anúncio público do projeto; obtenção da aprovação regulatória, e por fim construção e testes.

Para que um projeto seja aprovado pelo FERC, o gasoduto deve se provar necessário para a sociedade. Para isso é aberto um período de 1 a 2 meses onde potenciais consumidores podem contratar parte da capacidade que será disponibilizada. Caso seja demonstrado um interesse suficiente que justifique a construção, o projeto é submetido à FERC que junto com a assistência de outras agências, como a Environmental Protection Agency (EPA), aprova e obtém as licenças necessárias para o projeto.

A malha de gasodutos existente foi um dos fatores para o sucesso do *shale gas* nos EUA, isto porque se para projetos convencionais a falta de infraestrutura de transporte pode desestimular a exploração em determinada localidade, os impactos da falta de infraestrutura sobre a exploração incipiente de um recurso até então técnica e comercialmente inviável é muito maior. Não foi apenas a existência dessa extensa malha de gasodutos que propiciou o sucesso do *shale gas*, porém essa infraestrutura consistiu em um fator de incentivo para que a produção desse recurso se tornasse realidade. A passagem abaixo retirada do boletim Infopetro ratifica esse papel chave da infraestrutura de transporte do gás.

Assim como em todas as indústrias de rede, o segmento de transporte é essencial para o desenvolvimento (em seu sentido amplo) da indústria de gás natural. A distância das áreas produtoras aos centros consumidores e o elevado custo dos modais alternativos de transporte do gás natural (GNC e GNL) tornam a existência de uma rede de dutos uma pré-condição essencial para a monetização das reservas...Nos Estados Unidos, por exemplo, a extensa malha de gasodutos e a facilidade de acesso à capacidade de transporte foram fatores chaves para a rápida expansão da produção de gás natural em formações geológicas não convencionais. (FERRARO, 2013).

II.2.5 – Outros Fatores

Devido a sua natureza não convencional, os plays de *shale gas* são altamente intensivos em serviços, demandando mais perfurações e fraturamentos do que *plays* convencionais. Isto porque em média a taxa de declínio da produção é de 60% a 70% nos dois primeiros anos (CNI, 2015). Segundo Gény (2010) em meados dos anos 2000 o rápido crescimento da exploração e

produção de *shale gas* poderia não ter sido ocorrido caso o setor de serviços de E&P não tivesse aumentado significativamente seus investimentos em novos e mais potentes equipamentos. Ainda segundo a autora essa resposta foi possível graças à estrutura do setor de serviços que abastece a indústria norte-americana de gás natural.

Como exemplo ela aborda o mercado de bombeamento de pressão, informando ser denso e dominado por grandes companhias como a Halliburton, Schlumberger e Baker Hughes, empresas de grande porte que graças às suas musculaturas financeiras puderam aumentar o tamanho da sua força de trabalho e estoque de equipamentos de modo a atender a crescente demanda. Contudo Gény (2010) não se atém somente as grande empresas, ela exalta a importância das pequenas empresas especializadas, principalmente de perfuração, que surgiram graças ao espírito empreendedor presente no país, e que intensificaram a competição no setor e ajudaram a mitigar a rápida elevação dos custos dos serviços.

Outro fator importante foi a estrutura do mercado financeiro americano e a disponibilidade de crédito no mesmo na primeira metade da década de 2000, o que viabilizou que empresas menores entrassem no ramo da exploração do *shale gas*, e se estabelecessem como especialistas.

Finalmente, vale ressaltar a robustez e sofisticação do mercado financeiro americano que facilitou o financiamento do esforço exploratório de pequenas empresas independentes que se especializaram no negócio do gás não convencional. (ALMEIDA, 2014).

Lembrando que o *boom* do *shale gas* começou através de empresas independentes, e que só a partir da segunda metade da década 2000 é que as *majors* entraram nesse mercado através da aquisição de empresas menores.

II.3 – O exemplo da trajetória americana

Através dos cenário energético americano apresentado no início deste capítulo, com auxílio dos dados do EIA sobre a produção de *shale gas*, pode-se constatar que a produção não convencional de gás natural nos Estados Unidos é um caso de sucesso no avanço das fronteiras de exploração do gás natural. Dentre os fatores que contribuíram para esse resultado fica clara a importância do envolvimento do Estado na fomentação das bases econômicas e tecnológicas que propiciaram o início da exploração e produção do *shale gas* em grande escala.

Todavia, apesar da importância do seu papel, o Estado não agiu sozinho. Pelo contrário, seu envolvimento na verdade se deu em parceria com a indústria de O&G através de ações complementares de P&D e mecanismos de incentivo via preço e crédito tributário para exploração dos não convencionais, em um cenário de insegurança energética gerada pelos dois choques do petróleo nos anos 70.

O sucesso obtido nesse caminho trilhado pelos EUA faz com que a trajetória americana sirva de exemplo para os demais países que também desejam explorar seus recursos não convencionais. É claro que não existem receitas prontas para o desenvolvimento econômico e nem para o desenvolvimento de uma determinada indústria, pois países possuem realidades diferentes e seus desenvolvimentos se dão em momentos distintos. Contudo o pioneirismo americano e as dificuldades experimentadas por essa nação auxiliam outros países no entendimento dos seus próprios desafios caso também desejem desenvolver o *shale gas* em seus territórios.

Sendo assim este capítulo que chega ao fim terá grande valia no entendimento do próximo, onde serão levantados os desafios para exploração do *shale gas* no Brasil condicionados a realidade nacional.

III – DESAFIOS PARA EXPLORAÇÃO DE SHALE GAS NO BRASIL

Esta parte do trabalho a seguir irá apresentar as dificuldades para se replicar fora dos Estados Unidos o sucesso americano da exploração e produção de *shale gas*, mesmo em escala inferior. Mais precisamente serão abordados os desafios para a transformação da exploração deste recurso não convencional em realidade no Brasil, condicionados às características e situação da indústria e mercado nacional de gás natural, levando em consideração aspectos regulatórios, econômicos e técnicos.

Para isso o capítulo começará apresentando de maneira geral o mercado brasileiro de gás natural.

III.1 – O mercado nacional de gás natural

Até 1997 as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil eram monopólio da Petrobras, empresa até então 100% estatal. Com a lei 9.478 do ano de 1997, conhecida como Lei do Petróleo, apesar de terem sido mantidos os direitos exclusivos da União sobre a exploração e produção de petróleo e gás, ficou estabelecido que qualquer empresa constituída sob as leis brasileiras poderiam exercer tais atividades mediante concessão do Estado. Dentre vários objetivos, esta lei buscava atrair investimentos para a produção de energia, garantir o fornecimento dos derivados de petróleo para todo o país, e também aumentar a utilização do gás natural no território nacional.

Após quase duas décadas, a abertura do mercado propiciou a entrada de novos agentes, contudo a exploração e produção de gás natural continuou muito concentrada na figura da Petrobras, que segundo dados do Ministério de Minas e Energia, foi responsável por 80% da produção nacional em 2015, que foi de 96 MMm³/dia. Tal produção foi majoritariamente concebida através de blocos *offshore*, 76% do total (MME, 2015), reflexo da orientação dos investimentos da Petrobras, nos últimos anos concentrados principalmente nos projetos do pré-sal.

Todavia essa concentração da produção na figura da Petrobras juntamente com sua preferência pela exploração *offshore* faz com que considerável percentual da produção não se converta em oferta de gás. Grande parte das vezes o gás produzido *offshore* está associado ao petróleo, e é visto pelos operadores como um subproduto da exploração e produção do mesmo, uma vez que o petróleo possui maior valor no mercado e é mais fácil de ser transportado. Os

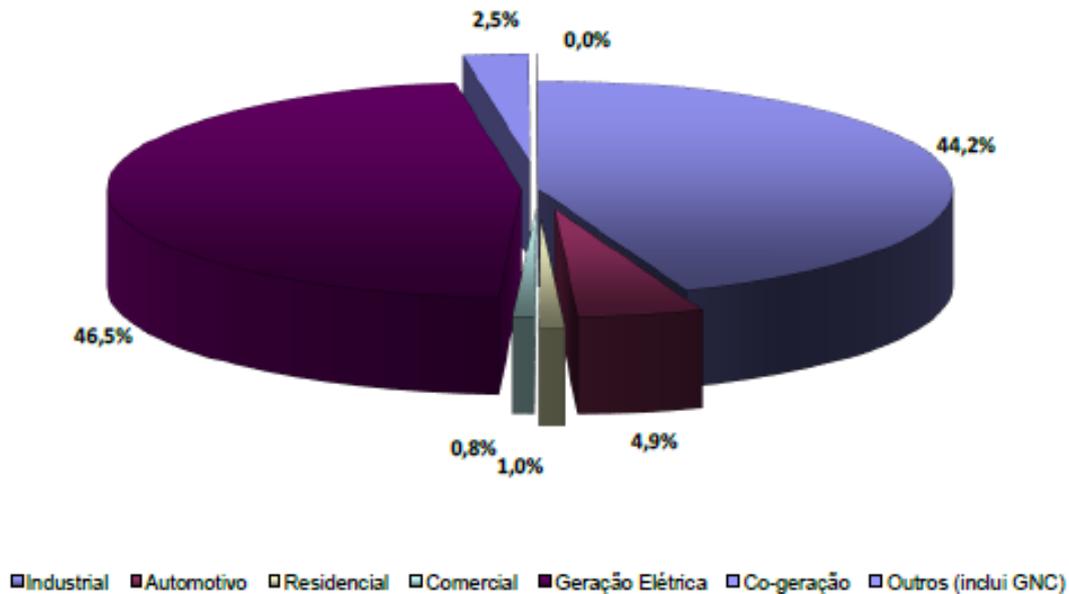
altos custos de transporte do gás, que envolve a construção de gasodutos das plataformas de produção até o litoral inviabilizam/desestimulam o escoamento desse gás, e o mesmo acaba sendo queimado ou reinjetado. Em 2015 por exemplo, 29% da produção do total de gás foi queimada ou reinjetada, enquanto outros 12% foi utilizada nas próprias atividades de E&P de acordo com dados do Ministério de Minas e Energia (2015).

Hoje no Brasil cerca de 100 concessionárias atuam na E&P de petróleo e gás natural (CNI, 2015). Enquanto as empresas de capital estrangeiro, assim como a Petrobras, atuam preferencialmente em blocos *offshore*, as empresas nacionais, que possuem porte muito menor, concentram seus esforços na exploração terrestre. “Cerca de 70% da área exploratória concedida em terra no Brasil pertence às concessionárias de capital nacional.” (CNI, 2015). E a maioria dessas mesmas empresas estão envolvidas apenas em atividades exploratórias, o que faz com que a produção *onshore* de gás natural seja pouco significativa.

Para atender a demanda doméstica e compensar esse baixo nível de produção em terra juntamente com o desperdício do gás *offshore*, o Brasil importa quase metade da oferta total. No último ano (2015) foram importados 32 MMm³/dia de gás da Bolívia, equivalente a 31% da oferta total, e outros quase 18 MMm³/dia através da compra de GNL. A importação da Bolívia é realizada através do GASBOL, Gasoduto Barsil-Bolívia, que terminou de ser construído em 1999 e representou um grande marco para o mercado brasileiro de gás. Isto porque o gasoduto possibilitou a difusão do gás em mercados mais afastados das regiões produtoras, que se concentram no litoral brasileiro.

No país a demanda de gás natural é proveniente principalmente do consumo das usinas termelétricas, que atuam de forma complementar com as hidroelétricas na geração de energia. Por terem um custo variável maior, por unidade de energia gerada, as termelétricas são acionadas somente nos casos em que as hidroelétricas não conseguem suportar toda demanda, geralmente por conta do baixo nível de seus reservatórios, em períodos de escassez de chuvas. Nos últimos anos, justamente pelo volume menor de chuvas, houve um aumento do despacho termoelétrico e isso se refletiu no aumento da participação do segmento de geração de energia elétrica na demanda por gás natural, que chegou a 46,5% em 2015, como mostra o gráfico a seguir.

Gráfico V – Segmentação do Consumo de Gás Natural – Média 2015



Fonte: MME (2015)

Já o consumo industrial é responsável pela segunda maior parte da demanda de gás natural, todavia o mesmo está estagnado desde 2012, assim como a dos demais segmentos com exceção da geração elétrica. De 2012 a 2015 a demanda de gás só se elevou por conta do consumo destinado a geração de energia elétrica. Segundo estudo de 2015 encomendado pela CNI, tal fato se deve ao nível de oferta de gás estar aquém do patamar necessário para sua competitividade, em especial, para estimular o consumo industrial.

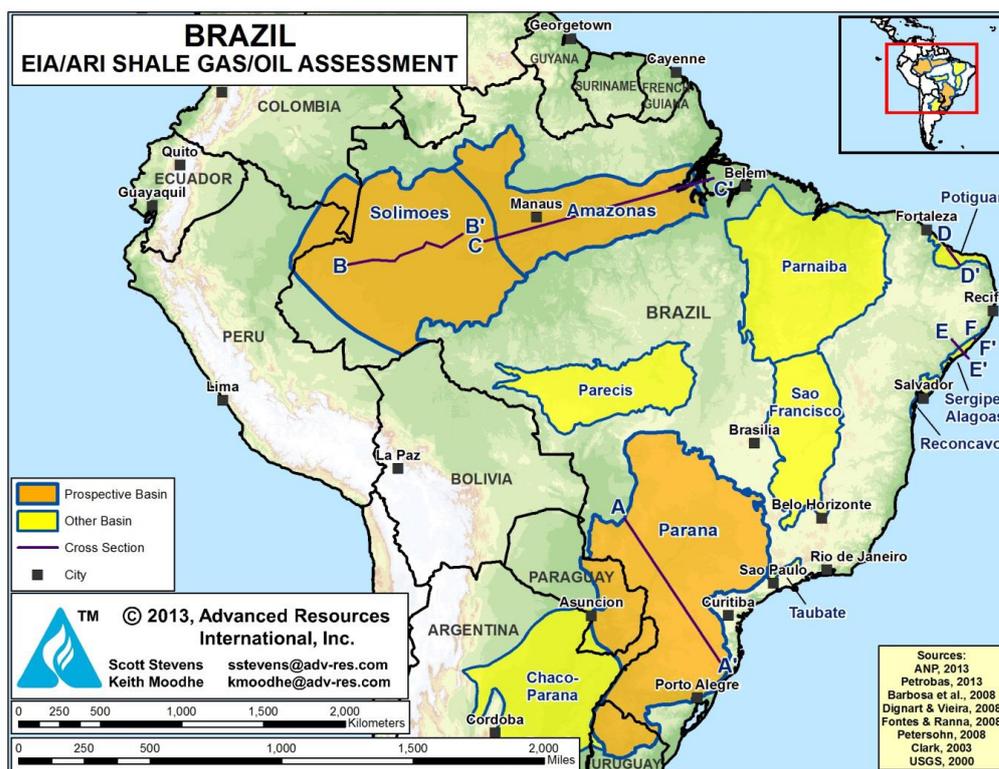
Uma vez apresentado o mercado nacional de gás e identificada a restrição da oferta doméstica, o trabalho irá se concentrar nas sessões a seguir na temática do *shale gas* no Brasil, que é uma possível fonte para incremento da oferta interna futura de gás. Inicialmente será mostrado o volume desse recurso no país, com base em dados de um estudo da EIA sobre recursos de *shale* fora dos Estados Unidos. Após essa exposição serão abordados tópicos de carácter regulatório, econômico e técnico para entedimento dos desafios a serem enfrentados para o desenvolvimento do *shale gas* no Brasil, tema central deste trabalho.

III.2 – Recursos de shale gas no Brasil

“Recursos tecnicamente recuperáveis representam o volume de petróleo e gás natural que podem ser produzidos com a corrente tecnologia, independentemente dos preços dos mesmos ou seus custos de produção.” (EIA, 2013, tradução livre).

Se apoiando no conceito da passagem acima que a EIA realizou um estudo sobre os recursos de gás e óleo provenientes de formações de *shale* de fora dos EUA, dentre elas algumas no Brasil. O estudo batizado de *Technically Recoverable Shale oil and Shale Gas Resources* aponta que o país possui 18 bacias sedimentares em terra, que são pouco desenvolvidas e marginalmente exploradas, e que desse total 9 têm potencial para *shale gas*, mas no entanto só 3 possuem dados geológicos suficientes para avaliação desse recurso não convencional. São elas as bacias do Paraná, Solimões e Amazonas.

Figura VI – Bacias de *Shale Gas* no Brasil



Fonte: EIA (2013).

Esse estudo aponta que as formações dessas 3 bacias com indício de *shale gas* são do período devoniano e estima que as mesmas possuem conjuntamente 245 Tcf de *shale gas* tecnicamente recuperável. Apesar desse grande volume o estudo indica ainda que nessas bacias

só foram desenvolvidas atividades de exploração e produção de gás convencional, não existindo nenhum esforço exploratório em relação ao *shale gas*.

III.2.1 – Bacia do Paraná

Das três bacias, a Bacia do Paraná é a que está melhor localizada em termos de infraestrutura de transporte já existente, que incluiu o GASBOL e o Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre. Além disso ela está mais perto também de potenciais consumidores, como as indústrias da região Sul e de São Paulo. Apesar da boa localização em termos logísticos, o nível de atividades de exploração e produção de recursos convencionais é baixo, com apenas 124 poços de petróleo e gás perfurados (EIA, 2013).

De acordo com a EIA (2013) na bacia a formação com maior potencial para *shale gas* é a de Ponta Grossa com espessura média de 300 metros, mas que pode chegar até 600 metros. A profundidade da formação varia entre aproximadamente 3400 até 4300 metros, em uma área de aproximadamente 172.00 km², e seus recursos de *shale gas* tecnicamente recuperáveis estão estimados em 81 Tcf.

III.2.2 – Bacia do Solimões

A Bacia do Solimões está localizada no meio da Floresta Amazônica com uma área de aproximadamente de 906.500 km². É a bacia terrestre com maior produtividade no Brasil, com média diária de produção de 12,9 milhões de m³ de gás natural convencional em 2014, segundo boletim do MME sobre a exploração e produção de petróleo e gás natural desse mesmo ano.

Jandiatuba é a formação da bacia com maior potencial para *shale gas* com uma área aproximadamente de 163.000 km². A espessura média da formação é de 36 metros, com profundidade que varia de 2300 a 3700 metros. Os recursos tecnicamente recuperáveis da formação estimados pelo estudo da EIA (2013) são de 65 Tcf.

III.2.3 – Bacia do Amazonas

Conforme o próprio nome deixa claro esta bacia também está localizada no meio da Floresta Amazônica, e se estende por uma área de 596.000 km². As atividades de E&P de petróleo e gás natural nesta bacia começaram há quase duas décadas, com o primeiro campo de petróleo descoberto em 1999.

Segundo estudo da EIA (2013) o sistema de petróleo da bacia é bem similar a de Solimões, e a formação rica em *shale* é denominada de Barreirinha, com uma área aproximadamente de 140.000 km², espessura que varia de 59 e 69 metros, e profundidade entre 2900 e 3700 metros. Os recursos de *shale gas* dessa bacia estão estimados em 100 Tcf (EIA, 2013).

Visto os potenciais recursos de *shale gas* no Brasil, a seção a seguir vai tratar do primeiro desafio à exploração deste recurso, o acesso às áreas de exploração.

III.3 – A concessão de blocos exploratórios no Brasil

Como na maioria dos países, no Brasil a propriedade dos minerais no subsolo é exclusivamente do Estado, e dessa forma a posse da superfície não garante ao dono da terra direitos à exploração dos mesmos. Até 1997 a União detinha não somente a propriedade do petróleo e gás natural como também o direito exclusivo da exploração desses hidrocarbonetos.

Em 1997, com a Lei do Petróleo, ocorreu a abertura do mercado para exploração e produção de petróleo e gás natural, e foi criada a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que dentre varias funções, passou a ser responsável por organizar licitações para concessão de blocos para exploração de petróleo e gás natural.

Desde então os processos de licitação se dão majoritariamente através de leilões de blocos exploratórios, selecionados pela ANP a partir do levantamento pela própria agência de dados geológicos que indicam indícios da presença de petróleo e/ou gás natural nessas grandes áreas. Nesses leilões os critérios para seleção do vencedor da licitação de cada bloco são o valor ofertado pelo bloco (Bônus de Assinatura), o esforço exploratório mínimo proposto (Programa Exploratório Mínimo), medido em unidades de trabalho, e o percentual comprometido com a indústria nacional para aquisição de bens e serviços (Conteúdo Local).

Segundo a ANP (2015) o Brasil possui 29 bacias sedimentares com perspectivas para a presença de hidrocarbonetos, que totalizam uma área de 7,5 milhões de km², dos quais aproximadamente 5 milhões de km² estão em terra e 2,5 milhões no mar. Apesar dessa grande área, apenas uma pequena parte está sob contrato para atividades de exploração e produção,

313 mil km² (ANP, 2015). Essa área sob contrato inclui além dos blocos disponibilizados pelas rodadas de concessão, os blocos sob regime de partilha de produção¹¹ e cessão onerosa¹².

Da promulgação da Lei do Petróleo, em 1997, até o final de 2013 foram realizadas 12 rodadas de licitação para concessão de blocos exploratórios. As rodadas se deram regularmente entre 1999 e 2008, contudo entre esse último ano e 2012 ocorreu uma interrupção das mesmas. A retomada aconteceu em 2013 com a 11^a e 12^a rodadas de licitações, está última apenas com a oferta de blocos terrestres, mas pela primeira vez com a presença de áreas com potencial para gás natural não convencional.

Na 12^a rodada foram ofertados no total 240 blocos exploratórios, entre eles 120 em bacias consideradas pela própria ANP de fronteira exploratória, como Acre, Parecis, São Francisco, Paraná e Parnaíba. Ao final do leilão desse total apenas 72 blocos foram arrematados pelas 12 empresas, que se qualificaram para a rodada, em sua maioria brasileiras. Esse baixo número de blocos arrematados comprometem o avanço nos próximos anos do conhecimento geológico das bacias terrestres, principalmente daquelas de fronteira exploratória, caso da maioria das bacias com potencial para *shale gas*.

A natureza da propriedade mineral no Brasil implica em uma burocracia muito maior para início das atividades exploratórias de *shale gas* se comparado com os EUA, onde é possível negociar a aquisição de determinada área diretamente com o proprietário da terra. E além disso deixa a iniciativa do levantamento de dados geológicos das novas áreas de exploração quase toda com o Estado, uma vez que não faz sentido para um agente privado empreender esforço e capital para aquisição de dados de determinada área que ele não sabe se poderá explorar ou vender suas informações, seja por conta da incerteza sobre a presença da mesma no próximo leilão, ou mesmo de quando esse leilão irá ocorrer.

Segundo trabalho da CNI (2015), a ANP até possui um mecanismo para que agentes privados indiquem áreas que desejam que sejam licitadas, conhecido como Nominção de Áreas, contudo de acordo com o mesmo trabalho essa indicação não garante a presença de determinada área na próxima rodada, uma vez que a ANP não assume nenhum compromisso

¹¹O regime de partilha de produção é aplicado no Brasil para áreas do Pré-Sal. A grande diferença em relação ao regime de concessão é que, enquanto nesse último a concessionária tem a propriedade do petróleo e gás produzido durante a vigência do contrato, realizando apenas pagamentos de royalties, no regime de partilha a União recebe parte do volume da produção além de royalties.

¹²Neste modelo a União concede diretamente a Petrobras o direito de exploração e produção de hidrocarbonetos em áreas do Pré-Sal, limitadas a 5 bilhões de barris de petróleo e gás, após negociação entre as partes.

formal, o que torna o mecanismo pouco efetivo. Dessa forma o levantamento primário de dados geológicos fica mesmo quase todo a cargo da ANP.

Essa concentração no levantamento de dados das gigantescas bacias brasileiras pelo Estado contribui para um baixo nível de exploração, pois atrasa rodadas de licitações, ou torna as mesmas menos atrativas devido aos maiores riscos envolvidos quando se tem um pequeno volume de informações. Os riscos mais elevados, o bônus que as empresas devem oferecer nos leilões, além da garantias que elas devem apresentar para o Programa Exploratório Mínimo acabam inviabilizando uma maior participação das mesmas nas licitações, principalmente daquelas de médio e pequeno porte, como se pôde ver no resultado da 12ª rodada, com o encalhe de quase 70% dos blocos.

Para o desenvolvimento dos recursos não convencionais no Brasil, especificamente do *shale gas*, a simplificação, o aumento da regularidade e da atratividade do processo de concessão é ainda mais vital do que para os recursos convencionais, pois é necessário construir uma base de conhecimento ainda inexistente sobre a peculiaridade desses recursos no país, desenvolver técnicas e adaptar tecnologias a realidade nacional. E para a construção dessa base de conhecimento geológico e tecnológico é necessário trabalho de campo e um nível adequado de exploração, muito maior do que aquele verificado nos últimos anos, com apenas 400 poços onshore perfurados em 2013 em contraste com os 40.000 perfurados nos EUA em 2012 (CNI, 2015).

III.5. – O licenciamento ambiental e a insegurança jurídica

A 12ª rodada de Licitações aconteceu no Rio de Janeiro nos dias 28 e 29 de novembro de 2013. Porém um pouco antes da sua realização, quando a ANP divulgou a intenção de incluir áreas com potencial para gás não convencional nessa rodada, iniciou-se no país uma discussão sobre os potenciais riscos ambientais da exploração desses recursos, em especial por conta da necessidade do emprego do fraturamento hidráulico em tal atividade.

Esses potenciais impactos ambientais gerados pelo fraturamento hidráulico são de fato um tema controverso, tanto que apesar de liberado e executado em grande escala nos EUA, essa atividade foi proibida em alguns países no mundo como França, Bulgária, Alemanha e até em alguns estados nos EUA como Nova York. Entre as preocupações estão os possíveis abalos sísmicos gerados nas explosões para a abertura das fraturas, mas sobretudo o risco da contaminação de lençóis freáticos e outros reservatórios de água por conta de vazamentos nos

poços e também pela uma possível má gestão da disposição da água utilizada no fraturamento, que possui uma série de aditivos químicos.

Assim a rodada ocorreu já a contragosto de algumas instituições ambientais que desejam que a liberação do fraturamento hidráulico no país ficasse suspensa enquanto não se tinha um estudo mais detalhado sobre a questão. Nos contratos propostos para exploração de áreas não convencionais a ANP estabeleceu uma exigência de que o operador detivesse experiência em fraturamento ou mesmo contratasse um prestador de serviço com esse *know-how*. Até o momento da realização da licitação essa cláusula contratual era o único aparato legal relativo ao tema, sem a observância de leis ou regulamentações mais específicas.

Em outubro de 2013, um pouco antes da realização da rodada, a ANP abriu consulta pública para determinação dos critérios para perfuração de poços seguida por fraturamento hidráulico. A consulta pública resultou na Resolução da ANP nº 21/2014 publicada no Diário Oficial da União em 11/04/2014, depois da realização das licitações, criando a primeira resolução no Brasil para o fraturamento. A resolução dispôs sobre a necessidade da apresentação dos produtos químicos a serem utilizados às autoridades competentes, bem como dos dados sobre a origem, volume, tratamento e disposição da água necessária para operação. Além disso a resolução exigiu do operador a apresentação de licença ambiental específica para fraturamento hidráulico em reservatório não convencional.

A resolução da ANP não foi suficiente para evitar algumas liminares do Ministério Público Federal pelo país, que proibiram o licenciamento dos órgãos ambientais estaduais para atividades de fraturamento enquanto estudos ambientais mais profundos das áreas licitadas, e dos impactos que fraturamento pode causar não sejam realizados. Dessa forma os contratos relativos às áreas com potencial não convencional ficaram suspensos até uma determinação do Conama e a avaliação ambiental das áreas sedimentares (AAAS).

(...) 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 de Portaria Interministerial nº 198/2012, abrangendo uma Avaliação Ambiental Estratégica. (LION, 2015, p.92).

Mesmo quando todo esse imbróglgio for solucionado no futuro, mantida a realidade das autarquias do país, a exploração do gás não convencional continuará sendo impactada por toda a burocracia e falta de coordenação entre as agências e órgãos ambientais, que em sua maioria

não possuem recursos necessários (verbas e funcionários) para a plena execução das suas atividades.

Além dos elevados níveis de complexidade e burocracia, outro fator que explica o enorme tempo dispendido ao longo do processo de licenciamento é a falta de capacitação dos órgãos estaduais de meio ambiente, tanto no que diz respeito a fator humano quanto em relação aos fatores materiais. (CNI, 2015, p. 43).

Adicionalmente as atividades de exploração e produção não convencional de gás enfrentarão mais burocracia pois deverão ser licenciadas por órgãos ambientais estaduais na fase de exploração, contudo caso seja constatada a viabilidade da produção estarão sujeitas ao licenciamento federal, através do IBAMA. Vale ressaltar que tanto a exploração quanto a produção de gás convencional em terra só requerem licenciamentos estaduais.

A insegurança jurídica gerada pela ausência de uma legislação específica para a exploração não convencional constitui-se com um fator desestimulante para o início da exploração de *shale gas* no Brasil, pois aumenta seus riscos e incertezas, dificultando o planejamento das empresas que porventura desejem empreender nessa área. Sendo assim a ausência de legislação e a burocracia dos processos públicos se caracterizam como obstáculos a serem enfrentados para a transformação da exploração de *shale gas* no Brasil em realidade.

III.5 – A estrutura da indústria e o ambiente de negócios

Apesar do grande potencial dos recursos *onshore* de gás natural no Brasil, o conhecimento geológico das bacias terrestres nacionais é muito pequeno, reflexo do baixo nível das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos em terra. Esse baixo nível pode ser explicado pelo número restrito de operadores em atividade no Brasil. Conforme citado na primeira seção deste capítulo apenas 100 empresas atuam no setor de O&G brasileiro (*onshore* e *offshore*), segundo Lion (2015) esse número é 100 vezes menor do que o observado nos EUA.

O limitado número de operadores é resultado da restrição às áreas de exploração, acessadas somente por meio de rodadas de licitações promovidas pelo governo federal, mas também do tamanho, poder de mercado, e tradição monopolística da Petrobras, além das dificuldades de financiamento para pequenas e médias empresas independentes.

Outro fator para o baixo dinamismo das operações de exploração em terra se refere a alta carga tributária de impostos federais e estaduais que a indústria nacional de E&P está

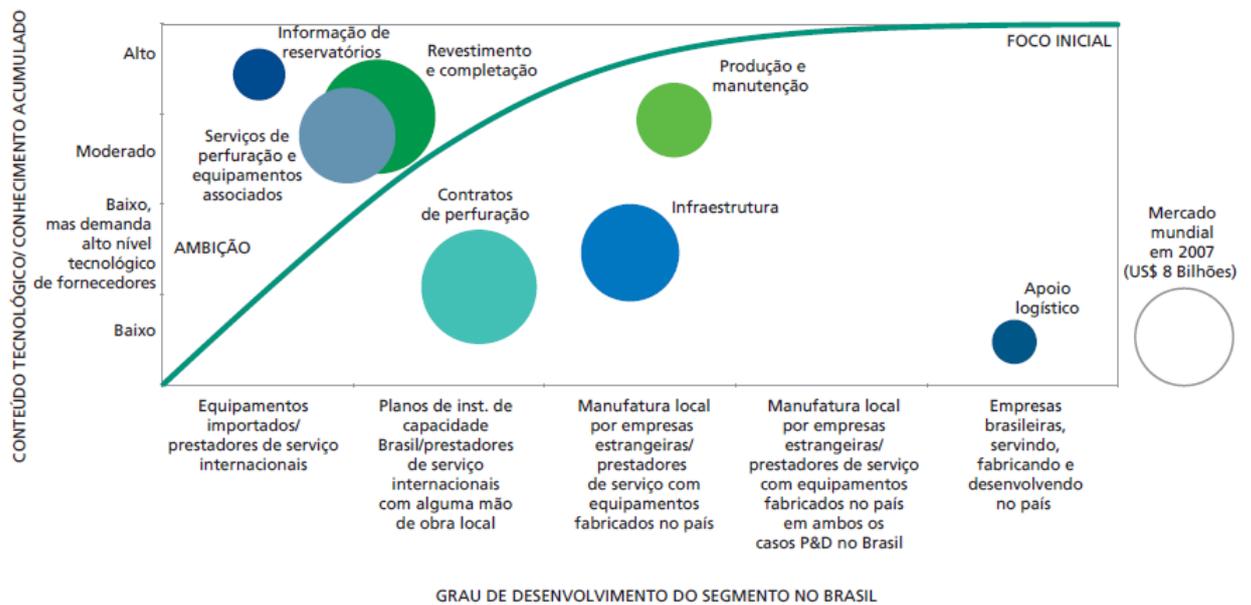
sujeita, são eles: Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ); Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL); Imposto de Importação (II); Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI); Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS); Programa de Integração Social (PIS) e Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços, este último de competência estadual e todos os demais de federal.

Para incentivar as atividades de E&P de hidrocarbonetos o governo federal instituiu em em 1999 o Regime Aduaneiro Especial de Exportação e Importação de Bens Destinados à Exploração e à Produção de Petróleo e de Gás Natural (REPETRO). Esse regime especial permite a importação de determinadas máquinas e equipamentos destinados à exploração e produção de petróleo e gás com isenção de alguns dos impostos citados acima (II, ISS, IPI, COFINS, PIS e ICMS). Apesar do benefício do REPETRO ser destinado tanto as operações *offshore* quanto *onshore*, essa última é menos beneficiada. “A inexistência de portos secos próximos às áreas de produção de gás em terra é outro fator que reduz os benefícios tributários oferecidos pelo REPETRO.” (CNI, 2015, p.56).

Além dos impostos, os altos custos ou mesmo a impossibilidade da aquisição de produtos e serviços no mercado nacional para exploração de hidrocarbonetos, por conta de uma cadeia de suprimentos pouco desenvolvida, também dificulta os projetos das empresas principalmente daquelas independentes, de menor porte. O interessante é que o baixo desenvolvimento dessa cadeia pode ser explicada justamente pela falta de expressividade das atividades de exploração e produção de petróleo e gás dos projetos em que a Petrobras não está envolvida. Desta forma tem-se aí um comportamento cíclico, os projetos são desestimulados pela dificuldade e custo na aquisição de produtos e serviços, enquanto que essa cadeia local de produtos e serviços não se desenvolve por conta de uma demanda pouco relevante, se desconsiderada a Petrobras.

Ademais, a definição de percentuais mínimos de conteúdo local para a exploração dos blocos dificulta ainda mais os projetos dos operadores, uma vez que eles não conseguem encontrar os produtos e serviços necessários à exploração no mercado nacional, porém incorrem em multas aplicadas pela ANP no caso do descumprimento do percentual estabelecido. Na 12ª rodada, por exemplo, os percentuais mínimo e máximo para a fase de exploração foram respectivamente de 70% e 80%, enquanto que para a de desenvolvimento foram de 77% e 85%.

Figura VII - Grau de Desenvolvimento da Cadeia de Fornecedores Nacionais



Fonte: BNDES (2012)

A figura acima retirada de um estudo encomendado pelo BNDES sobre as perspectivas para o desenvolvimento da cadeia de bens e serviços destinados ao setor de O&G mostra o estágio da cadeia nacional de fornecedores por tipo de produto e serviços ofertados. Através da observação da figura claro o baixo grau de desenvolvimento da indústria nacional para serviços e produtos com maior conteúdo tecnológico, caso do levantamento de dados geológicos (Informação de reservatórios).

Em uma perspectiva de desenvolvimento dos recursos não convencionais no Brasil, este é mais um desafio para exploração de *shale gas* no Brasil. Pois as tecnológias necessárias a exploração não convencional de gás não estão disponíveis no país e além disso a singularidade de cada bacia onde o *shale gas* é encontrado não permite a simples replicação da técnica em outras formações. Ou seja, para a obtenção de sucesso exploratório, não é possível apenas a importação de equipamentos e serviços, é necessário também um processo de aprendizagem, onde através de tentativas e erros as técnicas são aprimoradas às condições locais e o conhecimento geológico é acumulado. Esse método de tentativa e erro presuppõe uma atividade exploratória intensiva com a utilização prolongada de serviços e equipamentos, que hoje não estão disponíveis no Brasil.

Outro desafio se refere ao financiamento das empresas para projetos não convencionais, que envolvem altos riscos nesse estágio inicial devido ao baixo conhecimento das formações e das técnicas a serem empregadas. Como observado no início desse capítulo, a maioria dos blocos em terra no Brasil estão concedidos a empresas nacionais independentes de médio e pequeno porte (excluindo a Petrobras, voltada mais para exploração *offshore*), que em sua maioria ainda não produzem gás natural, e que portanto não possuem recursos próprios para realizar grandes investimentos. Deste modo para que as mesmas iniciem a exploração de *shale gas* é necessário a captação de recursos de terceiros. Todavia, no Brasil é difícil encontrar parceiros/investidores que se disponham a compartilhar os riscos iniciais da operação, uma vez que os mesmos podem auferir grandes ganhos em aplicações de baixo risco no mercado financeiro, em um contexto de altas taxas de juros.

Segundo o CNI (2015) uma alternativa seria os mercados de *private equity*, porém segundo o próprio estudo os mesmos ainda são incipientes no Brasil. Outra alternativa apontada é o financiamento de longo prazo do BNDES, mas o mesmo tem seu foco destinado a projetos da Petrobras e exige garantias que as pequenas empresas não podem cumprir.

Todos os entraves e dificuldades citados acima: restrição de acesso às áreas de exploração; baixo conhecimento geológico; insegurança e burocracia do licenciamento ambiental; baixo número de operadores; alta carga de impostos; percentuais de conteúdo local incompatíveis com o estágio da cadeia nacional de fornecedores e dificuldade de financiamento; contribuem para o desafio central em busca do sucesso da exploração do *shale gas* no Brasil, que é o próprio início da exploração. Como na trajetória americana, onde a exploração não convencional começou de modo significativo há mais ou menos 30 anos antes do sucesso da Mitchel Energy no *play* de Barnett, no Brasil será necessário que a indústria nacional de O&G trilhe seu próprio caminho de experimentações até que seja construído um conhecimento sobre seus recursos e instituídas suas próprias técnicas de exploração.

É provável que o país não necessite do mesmo tempo dispendido pelos EUA, pois com o pioneirismo americano já foram estabelecidas as tecnologias que servem de padrão para exploração do *shale gas*, contudo isso não exclui a necessidade de um nível adequado de exploração que viabilize a adaptação das técnicas às condições locais.

CONCLUSÃO

O presente trabalho buscou identificar os desafios a serem enfrentados para o início da exploração de *shale gas* no Brasil. Para isso abordou a experiência americana, pioneira na exploração desse recurso no intuito de verificar os fatores que contribuíram para seu sucesso, para então analisar parte dos mesmos condicionados à realidade brasileira.

A observação feita no capítulo I, de que cada formação de *shale* é única implica que a simples reprodução das técnicas que possibilitaram a exploração e produção desse gás nos EUA não é suficiente para viabilizar sua exploração no Brasil. Os esforços da indústria e do governo americano desde a década de 70 foram importantes não só para se obter a melhor conjugação de técnicas para exploração não convencional, mas também para avançar no conhecimento geológico de suas bacias. Desse modo algo semelhante também deverá ocorrer no Brasil para que seja conhecida as especificidades das suas formações de *shale* e adaptadas as técnicas de exploração não convencional às características das mesmas.

O conhecimento geológico das bacias terrestres brasileiras e o sucesso da adaptação da perfuração horizontal e do fraturamento hidráulico só virão através da execução da própria exploração em nível adequado. A prática é necessária para acumulação de conhecimento pela indústria de O&G nacional através do processo de *learning-by-doing*, assim como ocorreu nos EUA.

Contudo para o início da mesma, o país deverá enfrentar uma série de desafios. Antes de mais nada será necessário regulamentar a atividade do fraturamento hidráulico, que como visto no capítulo III foi temporariamente proibida no Brasil por liminares do Ministério Público Federal devido à preocupação quanto a seus possíveis impactos ao meio ambiente. Uma vez vencida essa primeira barreira, a conclusão do trabalho é de que o governo brasileiro deverá tomar algumas medidas sem as quais dificilmente a exploração de *shale gas* poderá começar e obter sucesso.

A primeira, e uma das mais importante delas, é a promoção de políticas fiscais de incentivo à exploração não convencional, que deverão ser implantadas devido aos maiores custos desse tipo de exploração, que fazem com que os operadores explorem prioritariamente os recursos convencionais. A segunda e também muito importante medida é a construção de mecanismos de financiamento que possibilitem a capitalização das empresas para projetos de gás não convencional. Este é um ponto crítico pois o elevado risco geológico da exploração de

shale gas em bacias cujo conhecimento geológico é limitado praticamente impedem a captação de recursos no mercado. Paralelamente à construção desse mecanismo seria importante o governo adotar políticas de P&D que promovessem a coordenação entre o Estado e a Indústria, e permitissem o compartilhamento dos riscos.

De forma adicional seria importante também o aumento da regularidade das rodadas de concessão da ANP para um melhor planejamento das empresas, a definição de um percentual de conteúdo local condizente com o atual estágio da cadeia nacional de fornecedores, além da diminuição da burocracia do licenciamento ambiental.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, E. *Shale gas: perspectivas da exploração fora da América do Norte*. 2014. Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2014/09/29/shale-gas-perspectivas-da-exploracao-fora-da-america-do-norte/>. Acessado em 14 de junho de 2015.

ALMEIDA, E.; FERRARO, M. *Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos*. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.

AMERICAN CHEMISTRY COUNCIL. *Shale Gas, Competitiveness, and New U.S. Chemical Industry Investment: An Analysis Based on Announced Projects*. Washington DC: Economics & Statistics Department, 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Brasil 12ª Rodada: Licitações de Petróleo e Gás*. 2015. Disponível em: http://www.brazil-rounds.gov.br/round_12/index.asp. Acessado em 19 de março de 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Rodadas de Licitações*. 2015. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?id=516>. Acessado em 19 de março de 2016.

ARAZ, A. et al. *Shale Gas Developments in North America*. Trondheim, Noruega: NTNU, 2013.

ARGONNE NATIONAL LABORATORY. *Hydraulic Fracturing and Shale Gas Production: Technology, Impacts, and Regulations*. Chicago: Environmental Science Division, 2012.

ARTHUR, J.; LANGHUS, B.; ALLEMAN, D. *An Overview of Modern Shale Gas Development in the United States*. Tulsa, Oklahoma: All Consulting, 2008.

BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). *Perspectivas para o desenvolvimento industrial e tecnológico na cadeia de fornecedores de bens e serviços relacionados ao setor de P&G*. Rio de Janeiro, BNDES, 2012.

BRASIL. *Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997*. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

BRET-ROUZAUT, N.; FAVENNEC, J.P. *Petróleo e Gás Natural: Como Produzir e a que Custa*. 2ª Edição. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

BURWEN, J.; FLEGAL, J. *Unconventional Gas Exploration & Production*. Washington DC: American Energy Innovation Council, 2013.

CHEVRON. *How We Operate: Developing Shale Wells, From Leasing to Production*. 2014. Disponível em: <http://www.chevron.com/deliveringenergy/naturalgas/shalegas/shaleddevelopmentprocess/howweoperate>. Acessado em: 19 de junho de 2015.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). *Cadeia Produtiva de Petróleo e Gás: Política de Conteúdo Local*. Brasília: CNI, 2012.

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

FERRARO, M. *Falta de diretrizes e incertezas ameaçam a entrada de novos agentes no setor de gás*. 2013. Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2013/11/18/falta-de-diretrizes-e-incertezas-ameacam-a-entrada-de-novos-agentes-no-setor-de-gas/>. Acessado em: 13 de junho de 2015.

COMMITTEE ON BENEFITS OF DOE R&D ON ENERGY EFFICIENCY AND FOSSIL ENERGY et. al. *Energy Research at DOE: Was It Worth It? Energy Efficiency and Fossil Energy Research 1978 to 2000*. Washington D.C.: National Academy Press, 2001.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *About U.S. Natural Gas Pipelines: Transporting Natural*. Washington DC: US Department of Energy, 2007.

———. *Annual Energy Outlook 2014*. Washington D.C.: US Department of Energy, 2014.

———. *Marcellus Region production continues growth*. 2014. Disponível em: <http://www.eia.gov/>: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=17411>. Acessado em 26 de janeiro de 2015.

———. *Pad drilling and rig mobility lead to more efficient drilling*. 2012. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=7910>. Acessado em: 09 de fevereiro de 2016.

———. *Review of Energy Resources: U.S Shale Gas and Shale Oil Plays*. Washington D.C.: US Department of Energy, 2011.

———. *Technically Recoverable Shale oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside of United States*. Washington D.C.: US Department of Energy, 2013.

———. *U.S Natural Gas Gross Withdrawals from Shale Gas*. 2015. Disponível em: http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/ngm_epg0_fgs_nus_mmcfA.htm. Acessado em 06 de fevereiro de 2015.

———. *U.S. Natural Gas Pipeline Network*. 2009. Disponível em: http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/ngpipelines_map.html. Acessado em 13 de junho de 2015.

FITZGERALD, T. *Importance of Mineral Rights and Royalty Interests for Rural Residents and Landowners*. 2014. Disponível em: <http://www.choicesmagazine.org/choices-magazine/theme-articles/is-the-natural-gas-revolution-all-its-fracked-up-to-be-for-local-economies/importance-of-mineral-rights-and-royalty-interests-for-rural-residents-and-landowners>. Acessado em 07 de março de 2015.

FRACFOCUS. *A Historic Perspective*. 2010. Disponível em: <http://fracfocus.org/hydraulic-fracturing-how-it-works/history-hydraulic-fracturing>. Acessado em: 11 de julho de 2015.

GÉNY, F. *Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets?* Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2010.

GRUY, H. J. *History of the Ownership of Mineral Rights*. 1999. Disponível em: <http://www.swiftenergy.com/PUBLICATIONS/PAPERS-AND-ARTICLES/1999/gruy081199.htm>. Acessado em 05 de março de 2015.

IHS GLOBAL INSIGHT. *The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States*. Washington D.C.: IHS Global Insight, 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *World Energy Outlook 2009*. Paris: OECD/IEA, 2009.

JARVIE, D. et al. *Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment*. AAPG Bulletin, Tulsa, Oklahoma, vol. 91, no. 4, p. 475-499. 2007.

JOSKOW, P. L. *Natural Gas: From Shortages to Abundance in the U.S.* American Economic Review, Pittsburgh, Pennsylvania, Vol. 103, No. 3, p. 338-343. 2013.

LION, M. *Gás Não Convencional no Brasil: Condicionantes do Desenvolvimento e Proposta de Modelo de Negócios*. 2015. Dissertação (Mestrado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). *Boletim de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural - Ano 2014*. 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/2533848/Boletim+de+Explora%C3%A7%C3%A3o+e+Produ%C3%A7%C3%A3o+de+Petr%C3%B3leo+e+G%C3%A1s+Natural+n%C2%BA2+-+2014/2155fcfc-b0ee-4776-a998-79e5117c3909;jsessionid=9E55C74909394A97D8AEB984C1782342.srv154>. Acessado em: 12 de Março de 2016.

_____. *Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural*. 2015. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/1138769/1732803/Boletim_Gas_Natural_nr_106_dez_15.pdf/beb3359c-43bc-47f6-9e49-167e442c1a73. Acessado em: 28 de fevereiro de 2016.

NATURALGAS.ORG. *The History of Regulation*. 2013. Disponível em: <http://naturalgas.org/regulation/history/>. Acessado em: 09 de fevereiro de 2015.

ROGERS, H. *Shale gas: the unfolding story*. Oxford Review of Economic Policy, Oxford, vol. 27, no 1, p. 117-143.2011.

U.S. GEOLOGICAL SURVEY (USGS). *How much water does the typical hydraulically fractured well require?* 2016. Disponível em: <http://www.usgs.gov/faq/categories/10132/3824%20>. Acessado em: 10 de fevereiro de 2016.

U.S. GEOLOGICAL SURVEY (USGS). *Water Used for Hydraulic Fracturing Varies Widely Across United States*. 2015. Disponível em: <http://www.usgs.gov/newsroom/article.asp?ID=4262#.VryhDvkrLDe>. Acessado em: 10 de fevereiro de 2016.

VARIAN, H. R.. *Microeconomia: Princípios Básicos, Uma Abordagem Moderna*. 7ª Edição. Rio de Janeiro: Campus-Elsivier, 2006. p. 467-473.

WALDO, D. Unconventional Natural Gas (Shale Gas/Tight Gas/CBM): Reservoir Characterization, Drilling & Completion, Field Development. In: U.S.-CHINA OIL & GAS INDUSTRY FORUM. 13, 2013, Xi'an, Shaanxi, China. *Geologic Factors Associated with Successful Shale Gas Plays*. Singapore: Gaffney Cline Associates, 2013.

WANG, Z.; KRUPNICK, A. *A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States: What Led to the Boom?* Washington DC: Resources for the Future, 2013.