

OS HIDROCARBONETOS NÃO CONVENCIONAIS: UMA ANÁLISE DA
EXPLORAÇÃO DO GÁS DE FOLHELHO NA ARGENTINA À LUZ DA
EXPERIÊNCIA NORTE-AMERICANA

Julio Cesar Pinguelli Jacomo

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-graduação em Planejamento
Energético, COPPE, da Universidade Federal do
Rio de Janeiro, como parte dos requisitos
necessários à obtenção do título de Mestre em
Planejamento Energético.

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Júnior.
Alexandre Salem Szklo.

Rio de Janeiro
Março de 2014

OS HIDROCARBONETOS NÃO CONVENCIONAIS: UMA ANÁLISE DA
EXPLORAÇÃO DO GÁS DE FOLHELHO NA ARGENTINA À LUZ DA
EXPERIÊNCIA NORTE AMERICANA

Julio Cesar Pinguelli Jacomo

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Amaro Olímpio Pereira Júnior, D.Sc.

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Prof. Luis Eduardo Duque Dutra, D.Sc

Prof. Edmar Fagundes de Almeida, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2014

Jacomo, Julio Cesar Pinguelli

Os Hidrocarbonetos Não Convencionais: Uma Análise
da Exploração do Gás de Folhelho na Argentina à Luz da
Experiência Norte-Americana / Julio Cesar Pinguelli
Jacomo. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.

XVII, 145 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Amaro Olímpio Pereira Júnior

Alexandre Salem Szklo

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de
Planejamento Energético, 2014.

Referências Bibliográficas: p. 135-145.

1. Gás de Folhelho. 2. EUA. 3. Argentina. 4. Política
Energética. I. Pereira Jr. Amaro Olímpio *et al.* II.
Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE,
Programa de Planejamento Energético. III. Título.

DEDICATÓRIA

Aos meus queridos e saudosos avós Vicente
Pinguelli e Jamille Lopes Pinguelli,
in memoriam
A minha saudosa tia-avó, Dalva Pinguelli,
in memoriam,

Aos meus pais, Emilson Galvão Jacomo e
Regina Lopes Pinguelli Jacomo,

por **TUDO.**

*“Não sabendo que era impossível,
Foi lá e fez.”*

Jean Maurice Cocteau

*“Não basta ensinar ao homem uma especialidade,
Porque ele se tornará uma máquina indestrutível,
Mas não uma personalidade.
É necessário que se adquira um sentimento,
Um senso prático daquilo que vale a pena
Ser empreendido,
Daquilo que é belo, do que é moralmente correto”*

Albert Einstein

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer, primeiramente, a Deus pela vida. Sem Ele nada teria sido possível na minha vida até hoje.

Aos meus orientadores Amaro Olímpio Pereira Júnior e Alexandre Salem Szklo, pelos grandes ensinamentos e lições aprendidas ao longo de toda a caminhada para que a concretização deste sonho se tornasse possível.

Aos Prof. Luis Eduardo Duque Dutra e Edmar Fagundes de Almeida por aceitarem, gentilmente, o convite para participar da composição da banca desta dissertação.

Ao querido Prof. Luiz Pinguelli Rosa, por tudo e por todo carinho e inspiração no tema e na vida, que me motivou a caminhar pelos meandros da vida energética. Sua grandeza de espírito, sua simplicidade e sabedoria na vida sempre foram referenciais muito fortes para meu crescimento pessoal e profissional. O meu “muito obrigado”.

Ao CNPq, pela contribuição financeira no estímulo à pesquisa e inovação no país.

À Prof. Dra. Suzana Kahn Ribeiro, pelo acolhimento em 2010 no Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas (PBMC) que, apesar do pouco tempo que lá passei, muito aprendi com sua vasta experiência e exemplo de pessoa.

Ao IVIG, por ter sido minha porta de entrada na COPPE/UFRJ, onde comecei a aprender, de fato, sobre o “fantástico mundo da energia” no Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas e a todas as amizades que lá construí.

A todos os amigos que fiz durante o mestrado, pelas risadas, reuniões, estudos, saídas e encontros, em especial ao Vitor Guimarães, grande parceiro de vida descoberto tardivamente.

A todos os meus familiares por estarem presente sempre quando necessário.

À Silvia, minha querida e eterna protetora desde minha infância até hoje, que sempre nos ajudou e nos permanece fiel até hoje, mesmo com toda dificuldade.

À Alzira Affonso Oliveira e Mário Henrique Fonseca por serem meus segundos pais na vida. E à Érika Affonso, Ana Carla Affonso e Leandro Affonso pela amizade de uma vida toda.

Ao grande amigo João Roberto Cardoso e à grande amiga (e mais nova mamãe) Cinthia de Paiva Rodrigues, que foram os responsáveis por me darem a oportunidade de fazer um dos melhores estágios da minha vida na Área Internacional da Petróleo Brasileiro S.A, o qual, definitivamente, abriu minha cabeça no mundo da energia e que me fez seguir por este caminho. Sem vocês dois eu hoje também não estaria aqui.

Ao irmão que a vida me deu, Pedro Vinhaes Cardoso, pelo nosso fraterno amor incondicional um pelo outro.

À Ana Carolina Oliveira, um especial agradecimento por tudo.

Aos funcionários do PPE, especialmente à Sandrinha, Paulo e Fernando, pela ajuda com as questões burocráticas durante todo o mestrado.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

OS HIDROCARBONETOS NÃO CONVENCIONAIS: UMA ANÁLISE DA
EXPLORAÇÃO DE GÁS DE FOLHELHO NA ARGENTINA À LUZ DA
EXPERIÊNCIA NORTE-AMERICANA

Julio Cesar Pinguelli Jacomo

Março/2014

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Júnior.

Alexandre Salem Szklo.

Programa: Planejamento Energético

Os hidrocarbonetos não-convencionais, sobretudo o *shale gas* (ou gás de folhelho), são uma promissora fonte de energia, porém apresentam elevado custo tecnológico e econômico quando comparado aos hidrocarbonetos convencionais. Os EUA são hoje detentores das maiores reservas de gás de folhelho do mundo e foram pioneiros na sua exploração e produção. A Argentina, por sua vez, por representar a terceira maior fonte de recursos de gás de folhelho do mundo e a maior da região sul-americana, vem despertando a atenção do Mercado de gás natural. Esta dissertação tem como objetivo analisar o potencial quanto à exploração e produção do gás de folhelho na Argentina. Para isso, são consideradas variáveis como o estado da arte do conhecimento geológico e domínio tecnológico, o nível de qualificação da mão de obra, a estrutura regulatória do mercado local, sobretudo no que tange à estrutura de preços, ao uso da água, à propriedade do solo e subsolo e a questões ambientais. Para tanto, essas variáveis serão consideradas à luz da experiência norte-americana. O resultado obtido indica que, apesar de já possuir atividades exploratórias para detecção do real potencial para que recursos tornem-se reservas, a Argentina não possui ainda estruturas regulatórias e de mercado interno maduro para o desenvolvimento desses recursos.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

THE UNCONVENTIONAL HYDROCARBON: AN ANALYSIS OF SHALE GAS
EXPLORATION IN ARGENTINA IN THE LIGHT OF THE UNITED STATES
EXPERIENCE

Julio Cesar Pinguelli Jacomo

March/2014

Advisors: Amaro Olímpio Pereira Júnior
Alexandre Salem Szklo.

Department: Energy Planning

The unconventional hydrocarbons, especially the shale gas, are today a promising source of energy, but they still have high technological and economic cost when compared with conventional hydrocarbons. The US is now holding the largest reserves of shale gas in the world and was pioneers in its exploration and production. Argentina, in turn, to represent the third largest source of resources of shale gas in the world and the largest in the South American region, has called the attention of this market. This thesis aims to analyze the potential in the exploration and production of shale gas in Argentina. For this, some variables are consider such as state of the art of geological knowledge and technology , the skill level of the workforce, the regulatory structure of the local market, especially regarding the pricing structure, use of water, soil and subsoil property, and environmental issues . To do so, these variables will be considered in the light of the American experience. The result indicates that, despite already owning exploratory activities to detect the real potential for resources become reserves, Argentina has still not mature domestic regulatory and market structures for the development of these resources.

ÍNDICE

1.	Introdução	1
2.	Aspectos Técnicos do Gás De Folhelho	10
2.1	Características Gerais do Gás Natural	10
2.2	Origem Geológica	12
2.3	Porosidade	13
2.4	Permeabilidade	14
2.5	Mobilidade	15
2.6	O Sistema Petrolífero Convencional: A Geologia de Formação Convencional	17
2.7	O Sistema Petrolífero Não Convencional : A Geologia de Formação Não Convencional para o Gás de Folhelho	19
3.	O Gás Natural na Matriz Energética dos EUA	22
3.1	O Contexto Regulatório do Mercado de Gás dos EUA no século XX	32
3.1.1	Da Regulação Local do Monopólio à Intervenção Federal através do <i>National Gas Act</i> (NGA) de 1938	32
3.1.2	A Regulação de Preços na Cabeça do Poço	34
3.1.3	O <i>Natural Gas Policy Act</i> (NGPA) de 1978 e a Section 107: Os Incentivos de Preço	37
3.1.4	O Windfall Profit Tax Act (WPTA) e a Section 29:	38
3.2	Os Programas de P&DI e o Desenvolvimento de Tecnologia para Exploração de Shale Gas	40
3.2.1	O Destaque do EGSP	40
3.3	A Questão do Uso da Água, da Terra e o Impacto na Qualidade do Ar:	43
3.3.1	A Regulação do Uso da Água	43
3.3.2	Questão do Uso da Terra	47
3.3.3	Qualidade do Ar	48
3.4	O Caso de Barnett Shale: O Papel de George Mitchell's Energy	49
3.5	Lições Aprendidas com a Experiência Americana	50
4.	Panorama da Industria Energética na Argentina	55
4.1	Demanda Primária de Energia na Argentina:	55

4.2	Breve Histórico da Política Energética na Argentina no século XX	56
4.2.1	A Privatização da YPF	61
4.2.2	A Compra da YPF S.A. pela Repsol	68
4.3	A Situação Energética Atual na Argentina – Petróleo e Gás.....	69
4.4	O Gás de Folhelho na Argentina.....	76
4.5	As Rendas Petrolíferas:.....	84
4.5.1	A Apropriação das Rendas do Petróleo	87
4.6	Aspectos Regulatórios na Exploração e Produção de HNC na Argentina.....	90
4.6.1	Marco Regulatório Institucional.....	90
4.6.2	Questões Ambientais da Exploração do Gás de Folhelho	100
4.6.3	Propriedade do Solo e do Subsolo: O Caso Argentino:	109
4.7	Conclusões do Cenário de HNC na Argentina	112
5.	Análise Crítica Inter-Relacional entre o Caso Americano e o Caso Argentino	117
6.	Conclusão	128
6.1	Recomendações de Trabalhos Futuros	134

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura geológica de um arenito.....	15
Figura 2 – Esquema Típico de Formação Rochosa e seus Espaços Internos	16
Figura 3 – Relação Compressibilidade entre Folhelho x Arenio	16
Figura 4 – Esquema tradicional de formação convencional de hidrocarbonetos	18
Figura 5 – Esquema tradicional de formação convencional de hidrocarbonetos	18
Figura 6 – Esquema tradicional de formação não convencional de hidrocarbonetos	21
Figura 7 – Produção de Gás Natural por Fonte 1990-2035 (Tcf).....	22
Figura 8 – Variação do Preço do Gás Natural nos Principais Hubs Internacionais em US\$/MMBTU.....	23
Figura 9 – Composição da Matriz Energética dos EUA	26
Figura 10 – Consumo de Energia por Setor nos EUA.....	26
Figura 11 – Linha do Tempo do Desenvolvimento de Recursos Não-Convencionais nos EUA.....	27
Figura 12 – Esquema Exploratório do Gás de Folhelho pela Técnica de Fraturamento Hidráulico.....	29
Figura 13 – Porcentagem do Uso da Água Por Categoria.....	30
Figura 14 – Mapa dos Plays de Gás de Folhelho nos EUA.....	31
Figura 15 – Infraestrutura de Gasodutos Existentes nos EUA	52
Figura 16 – Histórico de Preços de Petróleo 1996 - 2012	63
Figura 17 – Ações da YPF S.A. após a Privatização em Julho 1993	67
Figura 18 – Divisão das Ações da YPF S.A. por Grupo – Até 1998	68
Figura 19 – Produção e Reserva de Gás Natural – Argentina	69
Figura 20 – Produção e Reservas de Petróleo - Argentina	70
Figura 21 – Reservas por Bacia (sem HNC) até DEZ/2009	70
Figura 22 – Subsídios do Setor Público a Empresas na Argentina em Porcentagem do PIB (Bilhões de Pesos)	71
Figura 23 – Reservas Provadas de Gás Natural – Argentina.....	72
Figura 24 – Produção e CONSUMO de Gás Natural Seco – Argentina (1991-2011).....	73
Figura 25 – Matriz de Geração Elétrica – Argentina (2011).....	74
Figura 26 – Quantidade de Recursos de Gás de Folhelho por Bacias – Argentina (Tcf).....	78
Figura 27 – Comparação entre Volume de Gás Existente em Vaca Muerta e Loma de la Lata em Tcf.....	78
Figura 28 – Formações Sedimentares – Argentina.....	80
Figura 29 – Bacias de Gás / Óleo de Folhelho na Argentina	81
Figura 30 - Custo de Oportunidade ou Renda de Hotelling.....	86
Figura 31 – Comparativo entre Fluxos de Caixa de Projetos Convencionais e Não Convencionais	97

Figura 32 – Comparativo da Distribuição do Uso da Água na Argentina por Atividade Fim	105
Figura 33 - Componentes Químicos presentes no Fluido de Fraturamento Hidráulico	105
Figura 34 – Tecnologias de Tratamento de Água na Argentina.....	107
Figura 35 - Escala Ritcher de Tremores e Relação com atividades de Fraturamento Hidráulico.....	108
Figura 36 - Quadro-Síntese das condições de Exploração de Gás de Folhelho nos EUA e na Argentina.....	132

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Componentes do Gás Natural em % por Mol.....	12
Tabela 2 - Subdimensionamento em Relação às Reservas Comprovadas pela YPF	65
Tabela 3 – Comparação Entre Total de Reservas de Petróleo YPF e Consultoria.....	65

SIGLAS

ARI – Assessment Resources International

Bcf/d – Billion Cubic Feet per Day

Bcm – Billion Cubic meters

BTU – British Thermal Unit

CAA - Clean Air Act

CBM – Coaldbed Methane

CNTP – Condições Normais de Temperatura e Pressão

CWA - Clean Water Act

GRI - Gas Research Institute

DEOA – Department of Energy Organization Act

DOE – Department of Energy

EGSP – Eastern Gas Shale Program

EGRP - Enhanced Gas Recovery Program

ERDA – Energy Research Development Administration

E&P – Exploração e Produção

ERDA – Energy Research Development Administration

FPC - Federal Power Commission

FWPA – Federal Water Power Act

GEE – Gases do Efeito Estufa

GEL – General Environmental Law

GLP – Gás Liquefeito do Petróleo

GNL – Gás Natural Liquefeito

GWh – Gigawatt/hora

HNC – Hidrocarbonetos Não Convencionais

HC – Hidrocarbonetos

IMP – Industria Mundial do Petróleo

IGN – Indústria do Gás Natural

kcal/Nm³ - Kilocalorias por Newton metro cúbico.

LGN – Líquido de Gás Natural

mD – Mili Darcy

MIT – Massachussets International Technology

MRCP – Methane Recovery from Coalbeds Program

NBP – National Balance Point

NEA - National Energy Act

NGPL – Natural Gas Pipeline Company of America

NGPA - Natural Gas Policy Act

NGA – Natural Gas Act

NPP – National R/P – Razão Reserva/Produção

NWQI – National Water Quality Inventory

O&G – Óleo e Gás

OFE – Office of Fossil Energy

OPEC – Organization of the Petroleum Exporting Countries

PCS – Poder Calorífico Superior

P&DI – Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

PTP - Pretreatment Program

SDWA – Safe Drinking Water Act

STRONGER - State Review of Oil and Natural Gas Environmental Regulations

TCF – Trillion Cubic Feet

TOC – Total Organic Carbon

UGRP - Unconventional Gas Research Program

UIC - Underground Injection Control Program

USEPA – United States Environmental Protection Agency

USGS – United States Geological Survey

WPTA – Windfall Profit Tax Act

WGSP - Western Gas Sand Program

WTI - West Texas Intermediate

YPF – Yacimientos Petrolíferos Fiscales

1. Introdução

O petróleo ocupa hoje posição majoritária na demanda total de energia primária para produção de energia, com participação de 33%, seguido do carvão, com 30% e do gás natural com 24% (BP, 2013). Para chegar ao patamar que ocupa hoje, a história da indústria mundial do petróleo (IMP) mostra uma série de transformações que amadureceram suas estruturas acompanhando às constantes mudanças pelas quais o mundo e, consequentemente, o mercado internacional apresentava.

Alguns aspectos dessa transformação da IMP podem ser apontados como fatores chaves para ela ter se tornado a maior indústria mundial atualmente (YERGIN, 2012), a saber: o constante aprimoramento e evolução tecnológica no setor, as economias de escala¹ e escopo², mecanismos contratuais flexíveis que permitiram à existência de um mercado *spot*³ que flexibilizou a até então relação contratual exclusiva de longo prazo, mexendo nos cenários de preço do petróleo, a redução das especificidades dos ativos dessa indústria e a localização das reservas distantes dos locais de consumo, o que propiciou o incremento e o fortalecimento da logística comercial do petróleo (MATHIAS, 2008).

No bojo dessas transformações, as mais significativas na história moderna dessa indústria, pode-se dizer, foram causadas pelos Choques do Petróleo na década de 1970, caracterizada por uma repentina escalada nos preços desse insumo (choque nos preços). Além de contribuir para seu amadurecimento, esse momento levou o mundo a repensar as bases do seu desenvolvimento econômico, iniciando-se um movimento global de busca por fontes alternativas de energia, dado por uma etapa de elaboração e concepção de políticas energéticas que visavam, sobretudo, a redução da dependência da economia mundial em relação ao fornecimento do petróleo como principal fonte primária de energia. Diversas

¹ Nesse caso, o custo médio unitário de produção é menor a cada item adicional produzido.

² Nesse caso, a produção conjunta de dois ou mais bens se torna vantajosa, em prol da produção e um só bem. Portanto, leva à diferenciação e diversificação da produção, fator que permitiu a verticalização da indústria.

³ É um mercado onde se admite apenas transações em que a entrega da mercadoria é imediata e o pagamento é feito à vista. Por isso, é também chamado de mercado disponível, mercado físico ou mercado pronto, contrastando com a natureza dos mercados futuro e a termo, cujos pagamentos são efetuados em prazos que variam de cinco dias a dois anos após a negociação. Isso permitiu o petróleo a tornar-se uma *commodity* no mercado internacional

políticas foram desenvolvidas no intuito de buscar novas fontes que pudessem substituir o petróleo, reduzindo sua dependência e diversificando-as.

A partir desse momento, outras fontes primárias como o gás natural, hidráulica, nuclear e as fontes renováveis passaram a ganhar mais peso relativo na composição final da demanda de energia primária mundial, levando a um deslocamento momentâneo do eixo petróleo como insumo *mainstream* da economia mundial.

No que tange especificamente ao gás natural, essa indústria (IGN) tinha relevância relativa no mundo como um todo, tendo apenas 4% de sua produção total consumida no mercado internacional. Além disso, a estratégia de extração desse recurso natural sempre esteve fortemente vinculada à extração do petróleo bruto (PINTO JUNIOR., 2007). Portanto, seu consumo se dava próximo aos centros produtores. A distância entre regiões produtoras e consumidoras de gás natural é um elemento claro que define estruturalmente a IGN. Isso foi fator decisivo para que as reservas fossem desenvolvidas próximas às regiões consumidoras. Com esse movimento da década de 1970 o cenário começou a mudar progressivamente, sobretudo com o maior desenvolvimento do comércio internacional de GNL, somado a fatores como (i) reposicionamento estratégico do papel do gás natural na matriz mundial pós-choques do petróleo; (ii) alterações no contexto geopolítico mundial; (iii) transformações nas tecnologias de produção, transporte e de uso do gás natural, sobretudo com avanço das técnicas de liquefação, transporte e regaseificação; (iv) questões ambientais, (v) introdução da concorrência nos mercados de gás mais maduros e; (vi) modificação do padrão concorrencial e das formas contratuais disponíveis para esse comércio (PINTO JUNIOR., 2007).

Atualmente, distinguem-se três *hubs*⁴ internacionais no mercado de gás natural mais relevantes no mundo: O *Henry Hub*, nos EUA (norte-americano), o *NBP hub*, na Inglaterra (europeu) e o mercado asiático de GNL, no Japão (ANP, 2013; BP, 2012; EIA, 2013b), cada um deles possuindo sua própria infraestrutura e forma de precificação do gás⁵, não

⁴ *Hub* pode ser definido como o ponto de transferência física onde vários gasodutos se interconectam, sendo possível o redirecionamento de uma quantidade desejada de gás natural de um gasoduto para outro, permitindo aos agentes adquirir gas de diversas fontes independentes, assim como transportá-lo a vários mercados (ANP *apud* Juris, 1998)

⁵ Para maiores informações, ver ANP (2013).

havendo uma única referencia no mercado internacional para preços de gás natural (ANP, 2013).

O gás natural, historicamente, tem sua precificação indexada a uma cesta de óleos. No entanto, com o advento de pesquisas para a exploração de recursos não convencionais iniciados há mais de 30 anos, principalmente nos EUA – no contexto de crise do petróleo – essa tendência vem sendo alterada de forma significativa desde o início da década de 2000. Isso torna-se evidente sobretudo a partir do final de 2008, onde os cenários de preços do gás natural começaram a apresentar um *spread*⁶ – sobretudo o mercado norte-americano – em relação não só ao cenário de preços do petróleo, como também entre seus próprios mercados (norte-americano, europeu e no Japão). Essa constatação é apontada por BP, 2013 e AEO, 2013.

A principal explicação para o comportamento divergente dos preços do gás natural no mercado americano (dado pela queda nos preços de referência no *Henry Hub*) em relação aos outros mercados, sobretudo o europeu e o asiático, pode ser atribuída ao incremento expressivo da produção de gás natural nos Estados Unidos a partir de reservas de *shale gas* – ou gás de folhelho – que se enquadra dentro de uma taxonomia mais ampla, qual seja, gás não convencional. A literatura engloba também como gás não convencional o *Coalbed Methane*⁷ (CBM) – gás de leito de carvão –, o *tight gas* – gás de areias impermeáveis – e hidratos de gás⁸.

Essa grande oferta de gás de folhelho no mercado americano é explicada, em grande medida, pela impossibilidade, no curto prazo, de exportação desse excedente da produção para os mercados europeu e asiático, visto que há necessidade de autorização prévia por parte do Departamento de Energia Americano (DOE) para construção de terminais de exportação de gás natural, bem como de conversão dos terminais hoje existentes para liquefação e também para que esse gás saia do mercado americano. Isso se explica em função da estratégia de segurança energética norte-americana, onde o país, até então,

⁶ Consiste na diferença entre o preço de compra e de venda de um título ou moeda. No caso da IGN, o *spread* está relacionado com o diferencial de preços existentes entre os diferentes mercados de gás natural do mundo, dado, sobretudo, pelo mercado de gás norte-americano.

⁷ É o gás de leito de carvão. Sua obtenção está associada à produção nas minas de carvão.

⁸ É um composto cristalino no qual as moléculas de água, associadas umas às outras com ligações de hidrogênio, encapsulam moléculas de gás como o metano e dióxido de carbono.

evitava emitir permissões de exportação de energia como forma de assegurar essa estratégia de não vulnerabilidade energética prezando pela sua segurança no abastecimento do mercado interno. No entanto, já existem alguns terminais com autorização para exportar gás natural, como o Terminal de Exportação em Sabine Pass, na Louisiana, operado pela Cheniere Energy, e Freeport, no Texas (EIA, 2012; EIA, 2013a).

Importante observar que nos EUA as exportações de gás natural devem ser analisadas e autorizadas pelo “Office of Fossil Energy” (OFE) do DOE, enquanto as construções e modificações de terminais de GNL devem ser autorizadas pelo FERC (ANP, 2013).

De maneira geral, a taxonomia geológica do que seja “não convencional” está relacionada diretamente com as características geológicas da rocha-reservatório e não com as características físico-químicas deste tipo de gás natural que, a rigor, possui exatamente a mesma composição do dito gás natural “convencional”, basicamente CH_4 (metano), com percentuais menores de propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}), etano (C_2H_6) e outros gases – C_5 , CO_2 e N_2 (ANP, 2012). (ANP, 2013, EIA, 2013b).

Os reservatórios de gás de folhelho são reservatórios sedimentares constituídos na era geológica Devonianas, portanto, há cerca de 300 a 400 milhões de anos (KAPPEL *et al* 2013). Segundo BUSTIN (2005), uma rocha de *shale* ou folhelho é “uma rocha de granulometria fina e organicamente rica”. Esse recurso é produzido a partir de uma formação rochosa que funciona tanto como rocha geradora quanto rocha reservatório. Essa é a principal característica que diferencia uma fonte energética convencional de uma não convencional do ponto de vista geológico. Enquanto que na estrutura geológica das fontes ditas convencionais de petróleo e gás, por exemplo, há um sistema petrolífero que engloba rochas geradoras maduras, trapas, rocha reservatório e rocha selante, no caso dos não convencionais, essas estruturas encontram-se reunidas em uma só fase, ou seja, a rocha geradora constitui-se enquanto rocha reservatório que, por sua vez, constitui-se como rocha selante. Portanto, há uma quebra do ciclo natural de um sistema petrolífero tradicional. Ainda, outro fator importante que a caracteriza é sua baixa porosidade e permeabilidade, que impede que o gás natural ali armazenado flua naturalmente, necessitando que esta seja fracionada de forma a aumentar sua permeabilidade. Este fator fora por muito tempo

limitador da produção desse tipo de gás, dado que não fluía naturalmente até o poço, a sua escala de produção era baixa, reduzindo o interesse econômico-comercial dessa fonte energética (ANP, 2013).

O “tight gas” e o “tight oil”, ainda hoje, têm sido nos EUA as principais fontes não convencionais de gás natural e petróleo, respectivamente (EIA, 2013b, ANP, 2012). Porém, a perspectiva é que com o crescimento do gás de folhelho, este tome a posição de fonte majoritária de gás natural na matriz americana (ANP, 2013). O consumo interno de gás no mercado norte-americano em 2010 foi, segundo dados do EIA (2013a), 673,2 bilhões/m³, onde 90% desse total adveio da produção interna, nacional. Os outros 10% restantes foram provenientes de importação. Vale notar que, desses 10%, 90% foram importados via gasodutos do Canadá, o que mostra que o GNL tem sido cada vez menos importante na conta da matriz energética dos EUA. Ou seja, apenas 0,01% do total consumido foram provenientes de importações de GNL.

Inicialmente com impacto sobre os preços no mercado americano, esse cenário abre espaço para uma discussão mais ampla de qual seria o novo papel do gás natural como fonte de energia nos EUA nos próximos anos. Mais do que isso. Qual seria o novo papel do gás natural na economia mundial? (ANP, 2013; EIA, 2013a). Os potenciais impactos no mercado de gás natural deste cenário apresentado, bem como no cenário energético mundial para os próximos anos ainda é precisamente incerto. Apesar disto, o próprio departamento americano de energia (EIA/DOE) e consultorias especializadas no setor apontam alguns pontos fortes em relação a essas projeções, como: queda (ou eliminação, num cenário ideal) das importações de gás natural pelos EUA nos próximos anos, impactos sobre o mercado de GNL com desinvestimentos em infraestruturas de GNL nos EUA e aumento de investimentos nessas estruturas em outros mercados, aumento de investimentos nas atividades de *midstream*, mudança nas estruturas dos contratos de gás natural e GNL, alteração nos cenários de preços e na competitividade do gás americano sobre o mercado internacional, redução do poder de mercado da OPEP bem como no “gas-OPEC”, espécie de OPEP do gás, reduzindo o poder de grandes produtores de gás natural como Rússia no mercado internacional, além de reduzir o poder de mercado de Venezuela e Irã em relação ao abastecimento mundial de petróleo e gás, visto que esses três detém cerca de 35% da

capacidade de suprimento de hidrocarbonetos líquidos e gassosos (MARES, 2011; KPMG, 2012).

Segundo critérios de reserva para EIA (2013c) os quatro maiores detentores reservas⁹ provadas de gás de folhelho no mundo são a China, EUA, Argentina e México, respectivamente. Na região da América do Sul, que detém cerca de 20% das reservas mundiais de petróleo e cerca de 8% das reservas mundiais de gás natural (BP, 2012), a Argentina e o Brasil destacam-se como as maiores reservas provadas da região. Na Argentina o gás natural e o óleo bruto participam majoritariamente na oferta de energia primária, cada um respondendo com 51,2% e 35,5%, respectivamente (SECRETARÍA DE ENERGÍA, 2012). No caso do gás natural, sua produção está concentrada nas bacias de Neuquén, Golfo de São Jorge, Chaco e Austral-Magalhães, com enorme predominância para a primeira, Neuquén (EIA, 2011; SECRETARÍA DE ENERGÍA, 2012). A produção em 2009 foi de 4.3 Bcf/d. Suas reservas provadas de gás natural durante a última década sofreram uma queda de 50% fazendo com que, a partir de 2008, o país passasse a ser importador líquido de gás natural (EIA, 2011). As estimativas de recursos de gás de folhelho no país são da ordem de 2.732 Tcf, mais da metade (61%) do total dos recursos da região sulamericana, sendo apenas 774 Tcf técnica e economicamente viáveis de serem recuperados (EIA, 2011). Em terceiro lugar aparecem quase que na mesma proporção na oferta de energia primária do país a energia hidráulica e a biomassa, com 4,7% e 4,4%, nessa ordem. Posteriormente, aparece a energia nuclear, com 2,7% e, por fim, o carvão mineral, com 1,5% (SECRETARÍA DE ENERGÍA, 2012).

O setor energético na Argentina sofre com deficiências estruturais significativas. A crise no setor energético, de longe, está perto de se resolver pela ausência de um Estado forte e regulador, capaz de oferecer condições de base para o fortalecimento da indústria no país e garantir sua segurança energética, sem depender de elevados níveis de importação de insumos energéticos, como gás natural, óleo combustível, gasolina e energia elétrica. Alguns fatores que podem ser apontados são vulnerabilidade externa e auto abastecimento, forte dependente de petróleo e gás natural, produção e relação R/P decrescentes,

⁹ Reserva é constituída pela parcela dos recursos que são técnica e economicamente viáveis de serem produzida/extraída. Ou seja, de acordo com o estado da arte do desenvolvimento técnico - científico e econômico da sociedade, pode-se haver mais ou menos reservas, mas jamais mais ou menos recursos.

desinvestimentos estruturais e subsídios de preços. A Argentina hoje sofre com a ausência de uma política energética integrada que permita desenvolver no país uma infraestrutura econômica compatível com a infraestrutura da indústria do petróleo, além de carecer de características que ofereçam respostas aos novos desafios da indústria energética mundial, sobretudo para a exploração do gás de folhelho (OLIVEIRA & JACOMO, 2012).

À luz das transformações que o gás de folhelho está causando no mercado de gás natural americano e mundial, além das perspectivas que o mesmo representa tanto para o cenário energético dos EUA nos próximos anos (AEO, 2013; EIA/DOE, 2012), quanto para o cenário mundial, diversas agências internacionais, de governos e consultorias especializadas vem empenhando esforços para desenvolver estudos a fim de melhor compreender as variáveis que tornaram viável esse processo nos EUA, bem como a possibilidade ou não da replicação dessa experiência americana em outros países que detenham recursos¹⁰ dessa matéria prima e quais as rotas alternativas para seu aproveitamento.

Mais do que isso: A grande pergunta que se põe hoje no cenário energético mundial é: Poderia os recursos não convencionais, sobretudo o gás de folhelho, vir a representar um novo paradigma de segurança energética para países que, até então, possuem complexa relação de dependência/vulnerabilidade em relação ao eixo produtor de petróleo/gás no mundo, de forma a alterar a estrutura da indústria energética de seus países e reduzirem esta vulnerabilidade? E, caso seja viável, quais os fatores que seriam necessários e/ou fundamentais para que essas mudanças fossem viabilizadas?

Neste contexto de importantes transformações e dúvidas acerca do desenvolvimento da indústria de gás natural no mundo, o presente trabalho busca analisar se o gás de folhelho se apresenta como uma alternativa para a superação dos desafios presentes hoje no setor energético argentino à luz da experiência norte-americana.

¹⁰ Recurso é a quantidade total de recursos naturais finitos de hidrocarbonetos (não-renováveis), descobertos ou não, recuperáveis ou não disponíveis na natureza (na forma bruta). Em outras palavras, é a ocorrência do hidrocarboneto numa forma conhecida. No caso do óleo, por exemplo, é essencialmente a estimativa da quantidade de óleo existente no subsolo (*oil in place*). Independente da viabilidade comercial de extração.

A hipótese adotada para esta dissertação foi de que a Argentina, ainda que possua a terceira maior fonte de recursos em potencial de gás de folhelho do mundo, não conseguirá no curto e médio prazo, desenvolver esses recursos de forma satisfatória e transformá-los em reservas à luz de como se deu a experiência dos EUA.

Tal estudo possui grande relevância pelo fato de ser uma pesquisa inovadora no setor de hidrocarbonetos não convencionais, notadamente o gás de folhelho, que busca trazer uma luz no que diz respeito às atividades de pesquisa, prospecção, exploração e produção de gás de folhelho fora dos EUA. Além disso, busca mostrar se há ou não viabilidade da repetição do caso americano em outros países e, caso não haja, quais são as formas alternativas de aproveitamento dos potenciais recursos de gás de folhelho existentes em diversas regiões fora dos EUA. Ademais, busca também mapear as condições mínimas necessárias para que esse se dê o desenvolvimento dessa fonte. Para esse objetivo, foi escolhido o caso da Argentina, tido pelo Departamento de Energia dos EUA (EIA/DOE) como a terceira maior fonte de recursos de gás de folhelho no mundo, e a primeira da América Latina, atrás de China e EUA, somente.

Para atingir ao objetivo da dissertação, a metodologia aplicada será a realização de uma análise crítica inter-relacional entre o caso de sucesso apresentado nos EUA e o cenário apresentado na Argentina. Esta análise terá como parâmetros as variáveis nível do conhecimento geológico e domínio tecnológico do país, nível de qualificação da mão de obra, estrutura regulatória do mercado, estrutura de preços, infraestrutura existente, investimentos em P&DI, ao uso da água, à propriedade do solo e subsolo, questões ambientais e o ambiente de competitividade para a realização de investimentos.

Para a realização deste trabalho, a estrutura apresentada nesta dissertação é a seguinte: Além deste capítulo introdutório, o capítulo dois discute os aspectos técnicos do gás de folhelho. Para isso, apresentará as características gerais do gás natural, sua origem geológica, suas principais propriedades e o que é um sistema perolífero convencional e não convencional, discutindo suas principais características e diferenças. Esta escolha permite que os conceitos e definições apresentados e discutidos nesta seção sejam retomados mais adiante, articulando-os com análises empíricas desenhadas a partir das experiências americana e argentina a serem analisadas neste estudo

Posteriormente, o terceiro capítulo aborda o caso americano a partir de um olhar histórico dos elementos que permitiram o desenvolvimento do gás de folhelho. Inicialmente é apresentada uma análise do cenário atual do gás natural como fonte de energia nos EUA destacando a importância e relevância da participação do gás de folhelho no cenário atual de produção de gás natural no país. Em seguida, para compreensão da transformação que o gás de folhelho vem gerando no cenário americano, é apresentado o contexto regulatório do mercado de gás dos EUA no século XX. Em seguida, são abordados os programas de P&DI nas décadas de 70, 80 e 90 e também as atuais características regulatórias no que tange ao uso da terra, solo e subsolo, manejo e uso da água, além de questões referentes à regulação do fraturamento hidráulico, e questões ambientais mais gerais. São abordados também alguns aspectos regulatórios referentes ao uso da água, da terra e o impacto na qualidade do ar. Por fim, apresenta-se as lições aprendidas com a experiência americana.

Em seguida, no capítulo quatro, é abordada a indústria energética argentina. Este capítulo dividir-se-ia em duas seções. Na primeira é apresentado o cenário atual do petróleo e gás natural no país no que tange à participação na composição das fontes primárias de energia e suas participações na geração elétrica. Em seguida, é apresentado um breve histórico da política energética na argentina no século XX, apresentando seus diversos gargalos e entraves para o bom desenvolvimento do setor energético. Na segunda, aborda-se a questão do gás de folhelho na Argentina, que contempla os aspectos regulatórios na exploração e produção de HNC na Argentina, questões ambientais da exploração do gás de folhelho, propriedade da terra, do solo e do subsolo e, por fim, conclusões do cenário de HNC na Argentina.

O capítulo cinco apresenta uma análise crítica inter-relacional entre as questões que levaram ao sucesso da experiência do shale gás nos EUA, apresentadas no terceiro capítulo, e as atuais condições do mercado argentino, sobretudo no que se refere aos hidrocarbonetos não convencionais, apresentadas no capítulo quatro, além das recomendações de estudos futuros.

Por fim, o capítulo seis apresenta as conclusões do estudo, com base na hipótese presente no capítulo um, além de apresentar também as sugestões de estudos futuros.

2. Aspectos Técnicos do Gás De Folhelho

2.1 Características Gerais do Gás Natural

Primeiramente, o gás natural é caracterizado como uma mistura gasosa de hidrocarbonetos (HC)¹¹, que são compostos formados por carbono (C) e hidrogênio (H) a partir de matéria orgânica de origem fóssil e não renovável. Pode ser encontrado na forma livre (gás natural não associado) ou associado ao óleo (gás natural associado) em reservatórios naturais, contendo pequenas quantidades de diluentes e contaminantes¹². Ainda, é a porção do petróleo¹³ que existe na fase gasosa ou em solução no óleo, nas condições originais de reservatório e que permaneceu no estado gasoso nas condições atmosféricas de temperatura (T) e pressão (P) (THOMAS, 2004).

A composição do gás natural, em geral, compreende cadeias carbônicas que vão do metano¹⁴ (CH_4) – maior fração encontrada – até o hexano (C_6H_{14}), podendo ocorrer também quantidades menos expressivas de propano (C_3H_8) e butano (C_4H_{10}), componentes do gás liquefeito do petróleo (GLP)¹⁵. O etano também é um componente muito importante, sobretudo para a indústria petroquímica. Ele serve como insumo para a obtenção do eteno, principal matéria-prima desta indústria. O principal processo de produção de eteno é o craqueamento de hidrocarbonetos, que responde por 98% da produção mundial. O eteno também pode ser obtido pela recuperação de correntes do gás de refinaria, etanol e carvão. O processo de craqueamento aceita uma variedade de hidrocarbonetos, cuja origem pode ser o gás natural (etano, propano e butano) ou petróleo – nafta e condensado (BRASKEM, 2011). As frações de HC mais pesados contidas no gás natural compreendida a partir do pentano (C_5H_{12}) ou – cadeias com mais de cinco átomos de carbono ($\text{C}5^+$) – são conhecidas como a parte líquida do gás natural, “Líquidos de Gás Natural” (LGN) ou também “condensados” ou “parte nobre” do gás natural, e compõem a

¹¹ Considerando as condições atmosféricas normais de temperatura e pressão (CNTP).

¹² Nitrogênio, Dióxido de Carbono, Água e compostos de enxofre.

¹³ A expressão “petróleo”, tecnicamente, é usada para designar uma mistura de óleo + gás natural.

¹⁴ Cabe ressaltar que o metano pode ter origem inorgânica, proveniente do manto terrestre, como também origem orgânica, proveniente da degradação de matéria orgânica, ambas com características isotópicas diferenciadas.

¹⁵ O GLP é uma das frações obtidas nas refinarias, quando da compressão do gás natural. É chamado de liquefeito porque ao ser comprimido para dentro do botijão, parte dele torna-se líquida.

fração de maior valor de mercado. A Tabela 1 todos os componentes presentes no gás natural em suas proporções.

Suas moléculas são encontradas em estado volátil. É um composto incolor, inodoro, insípido e não tóxico, incluindo gases úmidos¹⁶, secos¹⁷, residuais¹⁸ e gases raros¹⁹ que, em geral, apresenta queima relativamente limpa, ou seja, com pouca ou quase nenhuma (residual) emissão de gás carbônico (CO₂) na atmosfera. São extraídos diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gasíferos, tanto convencionais quanto não convencionais (THOMAZ, 2004; ANP, 2012; ANP, 2013; EIA, 2013a).

É um composto de densidade inferior à da água (0,6 g/cm³ do gás contra 1,0 g/cm³ da água) e mais leve que o ar atmosférico, razão pela qual é dissipado com grande facilidade quando da ocorrência de vazamentos a céu aberto. Seu poder calorífico superior médio (PCS)²⁰ é elevado (10 kcal/Nm³) e é encontrado em reservatórios subterrâneos – tanto em terra (*onshore*) quanto em mar (*offshore*). (ANP, 2013).

¹⁶ Todo HC ou mistura de HC que, embora originalmente na fase gasosa, venha a apresentar a formação de líquidos em diferentes condições de reservatório ou de superfície (ANP, 2013).

¹⁷ Todo HC ou mistura de HC que permaneça na fase gasosa em quaisquer condições de reservatório ou de superfície.

¹⁸ O mesmo para gás seco.

¹⁹ Conhecidos como gases nobres ou inertes. Em condições normais, não reagem com nenhum outro tipo de substância.

²⁰ É dado pela quantidade de energia utilizada para vaporização da água. É o “conteúdo energético” de um combustível. Quanto maior seu poder calorífico, maior a quantidade de energia contida num combustível.

Tabela 1 – Componentes do Gás Natural em % por Mol

Componentes do Gás Natural (% em mol)		
	Campos de Gás Natural	Gás Natural Liberado do Óleo
Nitrogênio	traços - 15%	traços - 10%
Dióxido de Carbono	traços - 5%	traços - 4%
Gás Sulfídrico	traços - 3%	traços- 6%
Hélio	traços - 5%	-
Metano	70 - 98%	45 - 92%
Etano	1 - 10%	4 - 21%
Propano	traços - 5%	1 - 15%
Butanos	traços - 2%	0,5 - 2%
Pentanos	traços - 1%	traços- 3%
Hexanos	traços - 0,5%	traços - 2%
Heptanos +	traços - 0,5%	traços - 1,5%

Fonte: THOMAS, 2004

2.2 Origem Geológica

Em geral, sua origem geológica está diretamente associada à formação do petróleo, com origem a partir de rochas sedimentares, resultantes da lenta decomposição da matéria orgânica depositada juntamente a sedimentos resultantes dos processos de intemperismo da natureza (intemperismos físico, químico e biótico). É também chamada de querogênio e pode ser tanto de origem animal (querogênio úmido) quanto vegetal (querogênio seco). Outros dois importantes fatores são a necessidade de este processo ocorrer em ambientes anóxicos ou anaeróbios, ou seja, com baixa ou nenhuma presença de oxigênio (O_2) para que não haja oxidação (decomposição) dessa matéria orgânica, e sob condições termoquímicas (de temperatura e pressão) adequadas, a fim de preservar seu teor de carbono e hidrogênio que, combinados, formarão o petróleo (THOMAZ, 2004).

O tipo de HC gerado será função da matéria orgânica originária e da intensidade do processo termoquímico atuante sobre esta matéria orgânica. Quando proveniente de

fitoplâncton, maior probabilidade é a de geração de hidrocarboneto líquido. Quando proveniente de matéria orgânica de origem vegetal (sobretudo lenhosa) maior probabilidade de formação de hidrocarboneto gasoso (THOMAZ, 2004).

De forma específica, a ocorrência geológica do gás natural pode se dar a partir de dois métodos: o método de formação geológica convencional (a partir de reservatórios convencionais) e o método de formação geológica não convencional (a partir de reservatórios não convencionais) que, apesar de diferentes processualmente, ambos resguardam origem sedimentar. Independentemente da sua origem geológica o gás natural gerado é o mesmo. O que se diferencia é o reservatório em que é encontrado o hidrocarboneto (HC). Será diferenciado entre convencional, se extraído a partir de reservatórios convencionais, e não convencional, se extraído a partir de reservatórios não convencionais.

A discussão acerca da convencionalidade de um hidrocarboneto pode se dar a partir de dois aspectos: o econômico, cujo conceito está relacionado aos custos de desenvolvimento e à difusão de determinadas tecnologias de extração utilizadas para explorar o HC, e o aspecto geológico, de formação de uma estrutura rochosa. Ambas as abordagens serão contempladas neste trabalho, de acordo com a assertiva que for feita.

Nos estudos de um reservatório é fundamental a observação de propriedades básicas que irão definir essa convencionalidade. Dentre essas propriedades, merece especial destaque a porosidade, a permeabilidade e a mobilidade (THOMAZ, 2004).

2.3 Porosidade

Por porosidade de uma rocha entendem-se os espaços porosos (vazios) no interior de uma formação rochosa que permitirão a absorção de fluidos no seu interior. O símbolo que a designa é o “ ϕ ”. A porosidade depende da forma, da arrumação e da variação de tamanho dos grãos, além do grau de cimentação da rocha. Pode ser primária, quando da conversão do material sedimentar em rocha, e secundária, quando resultante de esforços mecânicos ou que visem a alteração de sua estrutura original de poros (geralmente causada por faturamento artificial ou movimentos sísmicos geológicos da subsuperfície terrestre). Naturalmente, essa intercomunicação porosa existe, mas em função do maior ou menor

nível de cimentação de uma formação, esses canais podem ficar isolados ou interconectados. À razão dada entre o volume de todos os poros existentes em uma rocha e o volume total dessa rocha, dá-se o nome de *porosidade absoluta*. À razão dada entre o volume dos poros interconectados e o volume total da rocha dá-se o nome de *porosidade efetiva*.

A porosidade efetiva é a que, de fato, importa no estudo de engenharia de reservatórios, dado que ela fornecerá os parâmetros de cálculos referentes ao volume máximo de fluidos que se poderá extrair de uma formação rochosa (THOMAZ, 2004).

2.4 Permeabilidade

Por permeabilidade entende-se a capacidade de interconexão entre poros, ou também a capacidade de uma rocha permitir o fluxo de fluidos entre seus poros. Possuir poros, mas não possuir espaços entre esses poros que os interconectem fará com que uma rocha não consiga, de forma natural, exudar os fluidos contidos em seu interior. Quanto menor forem esses espaços, menos permeabilidade essa rocha terá. Por definição, a permeabilidade é designada através da letra “k” e a unidade utilizada para sua medição é o *darcy*²¹. Quanto maior for este espaço poroso, maior a permeabilidade da rocha. Ela pode ser *absoluta*, quando da existência de somente um tipo de fluido no reservatório (situação ideal), *efetiva*, quando da presença de dois ou mais fluidos no interior de uma rocha, sendo a medição da facilidade com que cada um desses fluidos se move no seu interior. É função da saturação de cada fluido no meio poroso, e *relativa*, que é a razão entre a permeabilidade efetiva e a absoluta e constitui-se um parâmetro adimensional, variando de zero (inexistência de fluxo) a um (meio poroso 100%) (THOMAZ, 2004).

²¹ Um darcy é a medida de permeabilidade de uma rocha na qual um gradiente de pressão de 1 atm/cm promove a vazão de 1 cm³/s de um fluido de viscosidade 1 centipoise através de 1 cm² de área aberta ao fluxo. Usa-se comumente o submúltiplo “milidarcy”, cujo símbolo é “mD”.

2.5 Mobilidade

Por mobilidade de um fluido, entende-se a capacidade de um fluido de deslocar-se por entre os canais porosos de uma rocha (THOMAZ, 2004). Essa capacidade está relacionada de forma inversamente proporcional a sua viscosidade, dado que sua medida é resultante da razão entre a permeabilidade efetiva de um fluido e a sua viscosidade. A Figura 2 apresenta um esquema típico de formação rochosa e seus espaços internos e a Figura 2 a Figura 3 a relação compressibilidade entre folhelho x arenito.

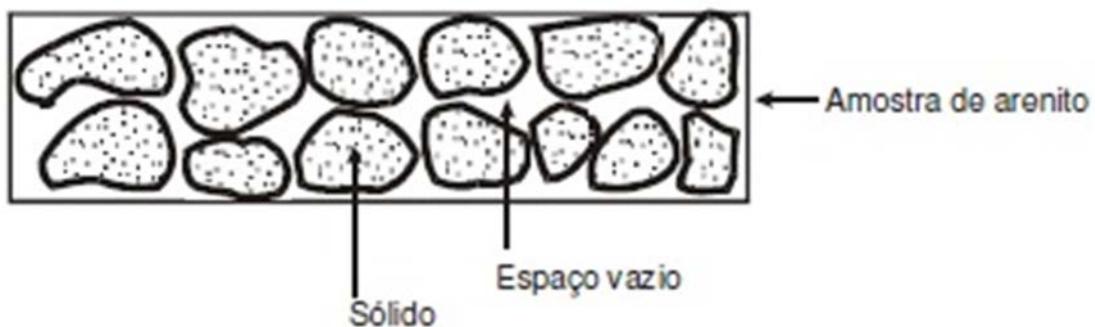


Figura 1 – Estrutura geológica de um arenito

Fonte: ROSA, 2006

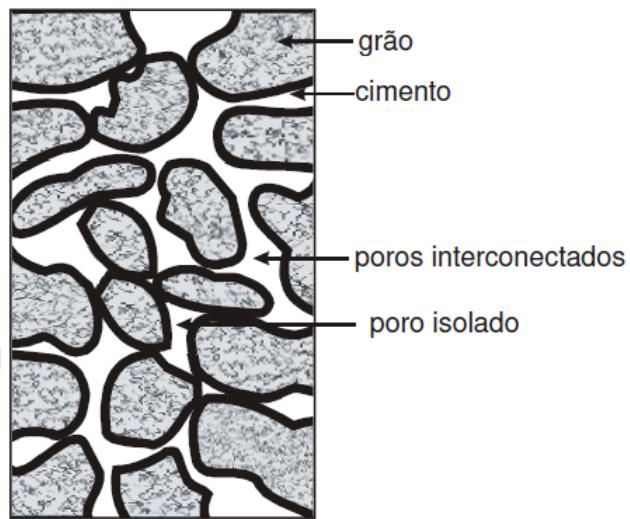


Figura 2 – Esquema Típico de Formação Rochosa e seus Espaços Internos

Fonte: ROSA, 2006

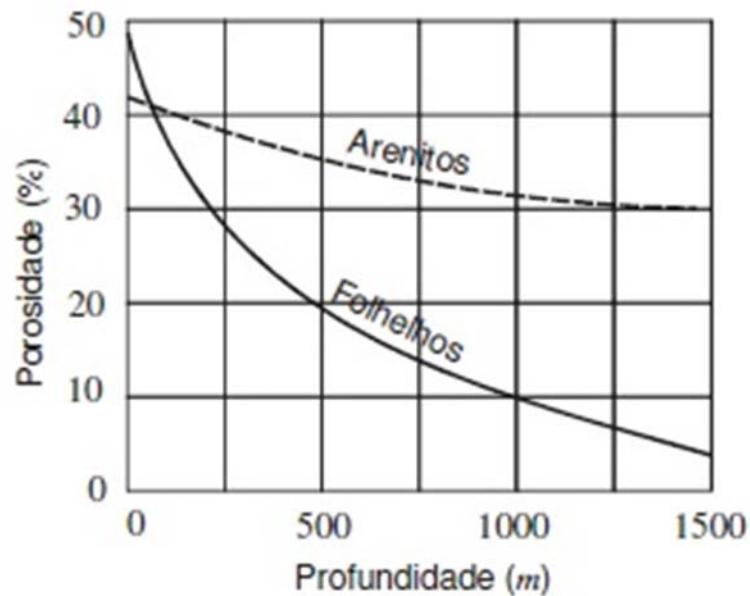


Figura 3 – Relação Compressibilidade entre Folhelho x Arenito

Fonte: ROSA, 2006

2.6 O Sistema Petrolífero Convencional: A Geologia de Formação Convencional

Esse modelo consiste na presença de um sistema petrolífero convencional para a formação do hidrocarboneto *in situ*, caracterizado por ser um sistema onde, para que ocorram jazidas de HC com volumes significativos, é necessária a ocorrência simultânea e sincronizada de quatro etapas geológicas – rocha geradora madura, trapas, rochas selantes e rochas reservatório – e dois fenômenos dependentes do tempo – migração e sincronismo. Portanto, a existência de uma bacia sedimentar não garante, *per se*, a presença de jazidas de petróleo (MAGOON & DOW, 1994; THOMAZ, 2004; MILANI *et al*, 2001). É preciso que haja, necessariamente, a existência desses fatores.

Para que se tenha uma acumulação de petróleo é necessário que após o processo de geração ocorra a migração²² e que esta tenha seu caminho interrompido pela existência de algum tipo de armadilha geológica. Nesse sistema, a rocha reservatório, necessariamente, deve conter como propriedade porosidade e permeabilidade em grau suficiente para armazenagem e escoamento dos fluidos contidos nos seu interior. Em geral, rochas-reservatórios convencionais são constituídas, sobretudo, por arenitos e calcarenitos, com litologias compostas por material detritico, de granulometria fina, fração areia ($2,0\text{ mm} < x < 0,6\text{ mm}$) e seixo ($x > 2,0\text{ mm}$). Os valores médios de porosidade das rochas reservatórios mais comuns estão na faixa de 10% a 30% (THOMAZ, 2004; MILANI *et al*, 2001).

Uma acumulação comercial de petróleo, portanto, é o resultado de uma associação adequada destes fatores no tempo e no espaço. A ausência de apenas um desses fatores inviabiliza a formação de uma jazida petrolífera.

Nesses reservatórios, por serem considerados convencionais, são aplicados métodos que buscam utilizar a energia primária do reservatório ou que busquem a injeção de fluidos com a finalidade única de deslocamento do HC para fora dos poros da rocha, buscando um comportamento puramente mecânico, sem quaisquer intervenções de natureza *química* ou *termodinâmica* entre os fluidos ou entre os fluidos e a rocha, *não interferindo na rocha-reservatório*. Esses métodos são considerados métodos convencionais de recuperação

²²A expulsão do petróleo da rocha em que foi gerado é chamada de migração primária. O seu percurso da rocha geradora até a rocha reservatório pelas falhas é chamado de migração secundária.

(THOMAZ, 2004). A figura Figura 4 e a Figura 5 mostram exemplos desses reservatórios convencionais.

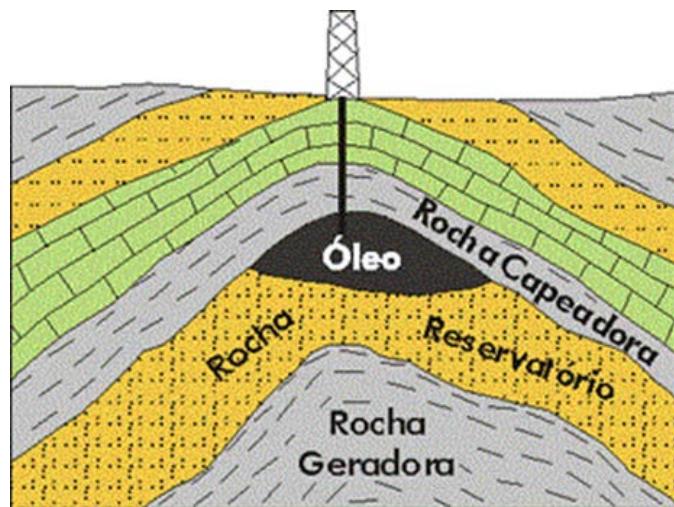


Figura 4 – Esquema tradicional de formação convencional de hidrocarbonetos

Fonte: TAIOLI, 2000

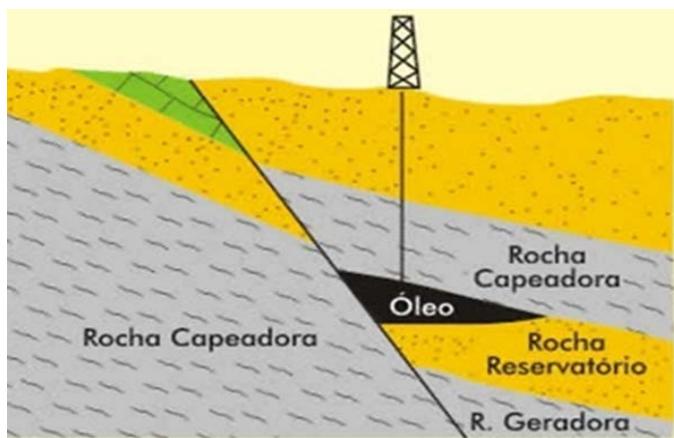


Figura 5 – Esquema tradicional de formação convencional de hidrocarbonetos

Fonte: TAIOLI, 2000.

2.7 O Sistema Petrolífero Não Convencional : A Geologia de Formação Não Convencional para o Gás de Folhelho.

No caso dos HC não convencionais, a lógica de formação convencional, acima descrita, modifica-se substancialmente, na medida em que não ocorre o processo de migração da rocha geradora para a rocha reservatório. Assim, esses reservatórios não possuem uma sequencia geológica tradicional de formação com os quatro elementos geológicos e os dois fenômenos temporais necessários para que se resulte a formação de um HC em seu interior. Nesse caso, a afirmação feita anteriormente, de que para a existência de uma acumulação comercial de petróleo é necessária uma associação adequada de determinados fatores no tempo e no espaço, e que a ausência de apenas um desses fatores inviabiliza a formação de uma jazida petrolífera nesse caso, não se torna válida. Dessa forma, o principal diferencial está na localização em que os HC se encontram armazenados. A rocha geradora e a rocha reservatório são, necessariamente, as mesmas. No caso em questão, são os folhelhos e sua composição pode variar de acordo com a rocha a qual está associado originalmente. Esse esquema está ilustrado na Figura 6.

Como tipos de recursos não renováveis desta categoria temos *o tight gas, tight oil, shale gas, shale oil, coalbed methane* (CBM), hidratos de gás, além das areias betuminosas, presentes, sobretudo no Canadá.

De forma geral, o reservatório de gás não convencional é um reservatório de baixa permeabilidade – inferior a 0,1 mD – que produz principalmente, gás natural seco, apesar de em alguns casos também haver gás “molhado” (adsorvido) nas rochas. Essa baixa permeabilidade não permite a interconexão entre os poros existentes nessa formação rochosa (LAW & CURTIS, 2002). São reservatórios onde o gás natural não pode ser produzido com vazões economicamente viáveis, a menos que o reservatório seja estimulado por fraturamento hidráulico, poços horizontais, ou usando poços multilaterais ou alguma outra técnica para que se exponha mais do reservatório para a parede do poço (NPC, 2007). Além disso, segundo SCHLUMBERGER (2013): “*each unconventional play is unique. What works well in one play may not translate well to another*”.

Aproximadamente 50% de todas as rochas sedimentares são classificadas como folhelhos, que podem ser definidas como rochas de granulometria fina com conteúdo de partículas tamanho argila superior a 65%. Esses folhelhos possuem formação mineralógica muito variável, onde geralmente predominam minerais quebradiços como quartzo, carbonatos e feldspatos. A matriz porosa dos folhelhos também é de grande variabilidade. A permeabilidade destas rochas é função da fina granulometria da rocha e da sua porosidade (grau de compactação) e é extremamente baixa, variando da faixa de micro a nanodarcy. Para que se tenha produção de HC a partir dessas formações, a matéria orgânica ali presente precisou sofrer modificações termoquímicas para que se chegue ao estágio de gás (seco ou molhado) – conhecidos como *gas shales*. Apesar disso, alguns folhelhos também podem produzir óleo (oil shales). A determinação do conteúdo orgânico total (TOC na sigla em inglês), a observância da sua maturidade térmica, e seu grau de querogênio presente são fatores cruciais para a previsão do potencial de cada rocha analisada na questão do armazenamento de HC (HALLIBURTON, 2012).

A análise desses parâmetros são fatores-chaves para a caracterização primária dos folhelhos. Ainda, para definir o potencial de produção de HC nessas rochas também se faz necessário que se avalie a mineralogia – em particular o conteúdo de argila desta formação rochosa – bem como a composição geoquímica desta rocha. Essas análises são de suma importância para o estudo dos reservatórios não convencionais visto que, como dito, cada *play* é único e, portanto, não há como se basear em um tipo de *play* para determinar as características dos outros *plays* de *shale*. Isso se explica pela própria questão da natureza das rochas. A geologia de formação de rochas é um processo bastante complexo e depende de diversos fatores naturais e artificiais na ocasião da formação de cada bacia e formação geológica.

Ainda sim, segundo HALLIBURTON (2012a): “*a strict geological definition of shale is any “laminated, indurated (consolidated) rock with > 67% clay-sized materials”*”.

Portanto, para que haja recuperação do teor de HC existente nessas formações são necessários métodos especiais (ou não convencionais) de recuperação. Esses métodos, como fraturamento hidráulico, perfuração horizontal, poços horizontais ou multilaterais, tendem a interferir nas características físico-químicas do reservatório que, naturalmente,

favorecem a retenção do HC. Assim sendo, viabilizam a produção em reservatórios onde as características naturais da rocha, na qual são encontrados, não permitem a extração através de técnicas convencionais de recuperação

Portanto, reservatórios convencionais possuem propriedades e características bem definidas, o que garante a aplicação e utilização de técnicas de recuperação convencionais para exploração e produção desses hidrocarbonetos. No caso dos hidrocarbonetos não convencionais, apesar de algumas características gerais poderem ser apontadas, cada caso é um caso, havendo necessidade de se estudar cada *play* de formação.

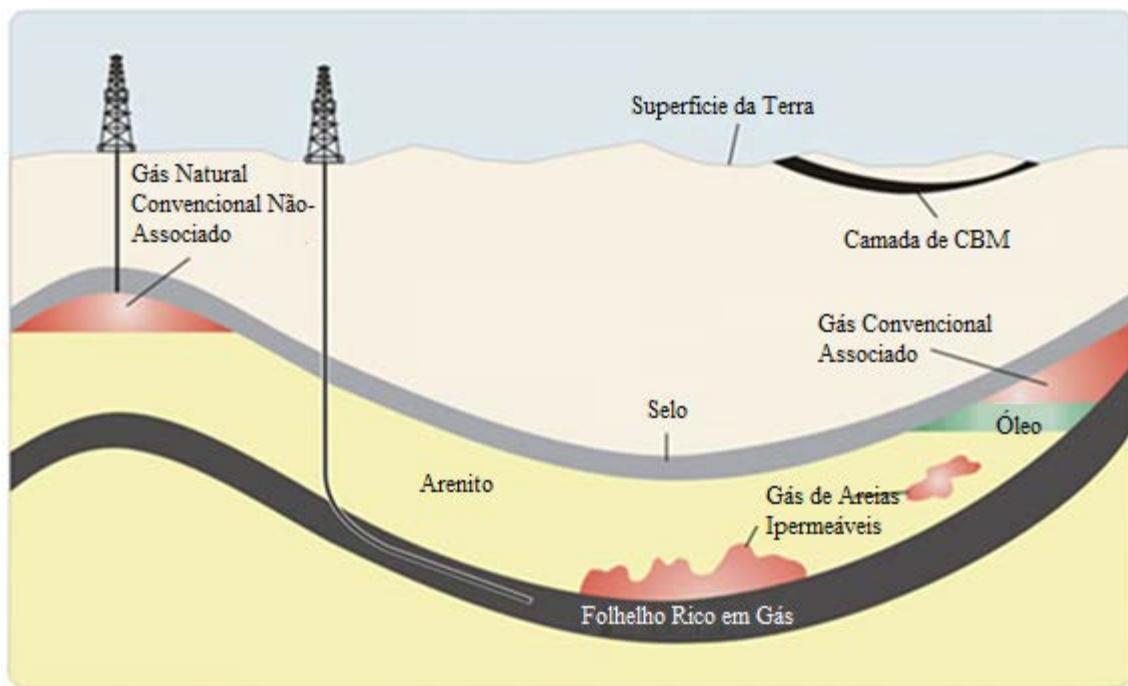


Figura 6 – Esquema tradicional de geologia não convencional e convencional de hidrocarbonetos

Fonte: EIA, 2012

3. O Gás Natural na Matriz Energética dos EUA

Os EUA são em 2013 a região de maior avanço na exploração, no desenvolvimento e na produção de reservas não convencionais de gás natural no mundo e o gás de folhelho, em particular, foi o grande responsável pelo aumento dessa oferta gás no país na última década, como pode ser observado na Figura 7. Essa nova oferta de gás natural vem intensificando o uso dessa fonte na oferta primária de energia nos EUA e criando oportunidades, por meio de maiores vantagens competitivas, para indústrias energo-intensivas ou dependentes do gás como matéria prima (EIA, 2013). Essa vantagem competitiva traduz-se em função da redução dos níveis de preços desse gás no mercado americano em função da sua elevada oferta interna (lei da oferta x demanda).

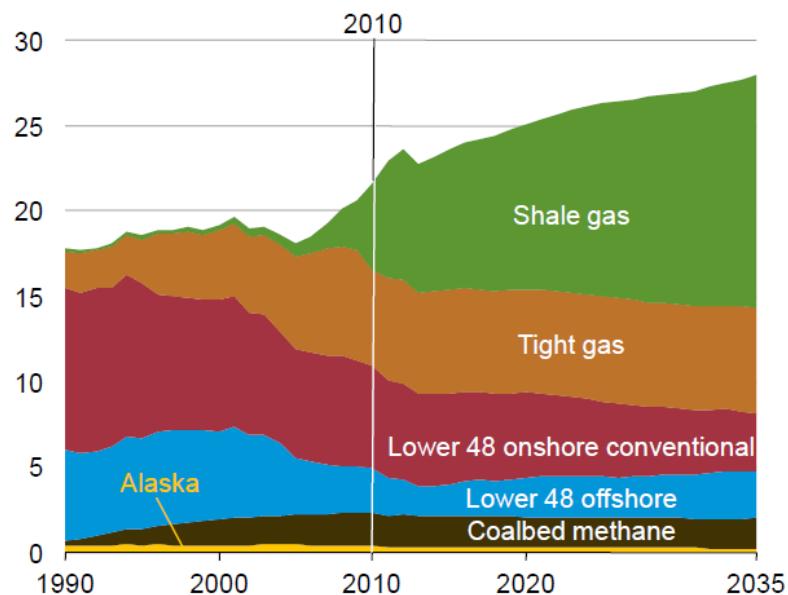


Figura 7 – Produção de Gás Natural por Fonte 1990-2035 (Tcf)

Fonte: EIA, 2012.

Sua produção em escala comercialmente viável começou há algumas décadas, mas a partir da segunda metade dos anos 2000 ela começou a se expandir rapidamente, tornando os EUA hoje líder no que tange à produção de gás de folhelho no mundo. Sua produção passou de 11 Bcm no ano 2000 para cerca de 141 Bcm no ano de 2010. Em 2010 a produção total de gás natural nos EUA foi de 603 Bcm, onde 23% foram oriundos desse tipo de gás não convencional. No período compreendido entre 2005 e 2010 esse crescimento atingiu a ordem de 45% a.a. (BP, 20123; EIA, 2012). O rápido crescimento da oferta do gás de folhelho nos EUA provocou a queda acentuada dos preços do mercado de gás e consolidou o descolamento da tendência, até então observado, dos preços do *Henry Hub* (e desse em relação aos demais mercados de gás) com relação aos preços internacionais do petróleo (BP, 2012). A Figura 8 mostra esse comportamento dos preços do gás nos diferentes mercados.



Figura 8 – Variação do Preço do Gás Natural nos Principais Hubs Internacionais em US\$/MMBTU

Fonte: BP, 2012.

Até 2008, o *spread* entre os preços do gás natural nos principais *hubs* internacionais ficava na casa de US\$ 1-2/MMBTU (BP, 2012). Entre 2004 e 2008, os preços do gás natural no mercado americano tiveram uma média de US\$ 6-8/MBtu, atingindo picos de US\$ 13/MMBTU (BP, 2012). De 2008 em diante, intensificando-se mais ainda em 2011, esse *spread* aumentou significativamente, descolando os preços do mercado americano dos demais mercados. Em 2011 o preço do gás natural no mercado do *Henry Hub* abriu o ano a US\$ 4,23/ MMBTU e fechou o ano a US\$ 2,98/ MMBTU, uma redução de quase 30% ao ano (EIA, 2013; BP, 2012) . No mercado asiático²³ em 2011, em contrapartida, o gás natural abriu o ano no valor de US\$ 10,91/ MMBTU e fechou a US\$ 14,61/ MMBTU, uma alta de mais de 30% no mesmo período. No mercado europeu, marcado pelo NBP *hub*, o cenário também é notável. De US\$ 5-7/ MMBTU em 2005, os níveis de preços subiram para uma média de US\$ 10-12/ MMBTU em 2011 (ANP, 2012; EIA, 2012).

O gás natural tem um papel chave no suprimento da demanda norte-americana por energia. Os combustíveis fósseis (gás natural, carvão e petróleo) respondem juntos por 84% do suprimento interno da demanda energética do país, com o gás natural contribuindo com 27% desse total, sendo a segunda fonte energética primária mais importante no país, atrás somente do petróleo (EIA, 2013). Isso pode ser observado na Figura 9. Projeções do Departamento de Energia dos EUA para os próximos 30 anos apontam que o gás natural continuará a crescer na contribuição percentual como fonte primária na geração de energia nos EUA. E para que esse crescimento projetado se realize, a expectativa é que o gás de folhelho desenvolva papel central nesse crescimento. É esperado que essa fonte de gás natural seja a responsável por suprir 1/3 da demanda interna por energia dos EUA nos próximos anos e, para as próximas décadas, uma fração muito maior dessa demanda interna.

Em relação à importância que possui hoje na matriz energética americana, o gás natural é usado por diferentes setores da economia do país, como observado na Figura 10. É um importante combustível usado para a geração de energia elétrica; possui papel crucial para o setor industrial, pois pode ser armazenado como estoque estratégico para prevenção contra futuras crises no setor; é muito utilizado no consumo residencial e também para

²³ O mercado asiático trabalha como referência os preços do GNL.

aquecimento comercial. Além disso, é uma importante fonte de combustível para processamento de papel e celulose, para o processo de refinação de petróleo e de metais em geral, na produção de vidros, na indústria química, no processamento de comida no setor alimentício, além de ser uma importante matéria prima para produtos da indústria petroquímica com plásticos, químicos e fertilizantes.

O United States Geological Survey (USGS, 2012) e o Energy Information Administration/Department of Energy (EIA, 2013) estimam que os EUA possuam hoje, aproximadamente, 1,864 Tcf de recursos tecnicamente recuperáveis de gás natural (volume de gás úmido, incluindo líquidos de gás natural - LGN), sendo 318 Tcf desse total, reservas provadas, ou P90, que diz respeito à probabilidade/certeza da economicidade em função de dado grau de conhecimento²⁴. Ainda, o EIA/DOE estima que os recursos tecnicamente recuperáveis de gás de folhelho serão responsáveis por adicionar, no futuro, 567 Tcf de gás natural a um total de 2,431 Tcf da oferta interna de gás natural no mercado americano para as próximas décadas.

²⁴ As reservas podem ser classificadas quanto ao grau de certeza de sua existência. Reservas provadas, também conhecidas como 1P ou P90, são aquelas que podem ser produzidas com alto nível de garantia, isto é, mais de 90% de certeza. As reservas não provadas podem ser subdivididas em reservas prováveis e possíveis. Usualmente, é atribuída a reservas prováveis a probabilidade de 50% de existência e à sigla 2P o somatório das reservas provadas e prováveis. As reservas possíveis são aquelas a que se atribui pelo menos 10% de certeza de serem produzidas e à sigla 3P o somatório das reservas provadas, prováveis e possíveis (SPE, 2013).

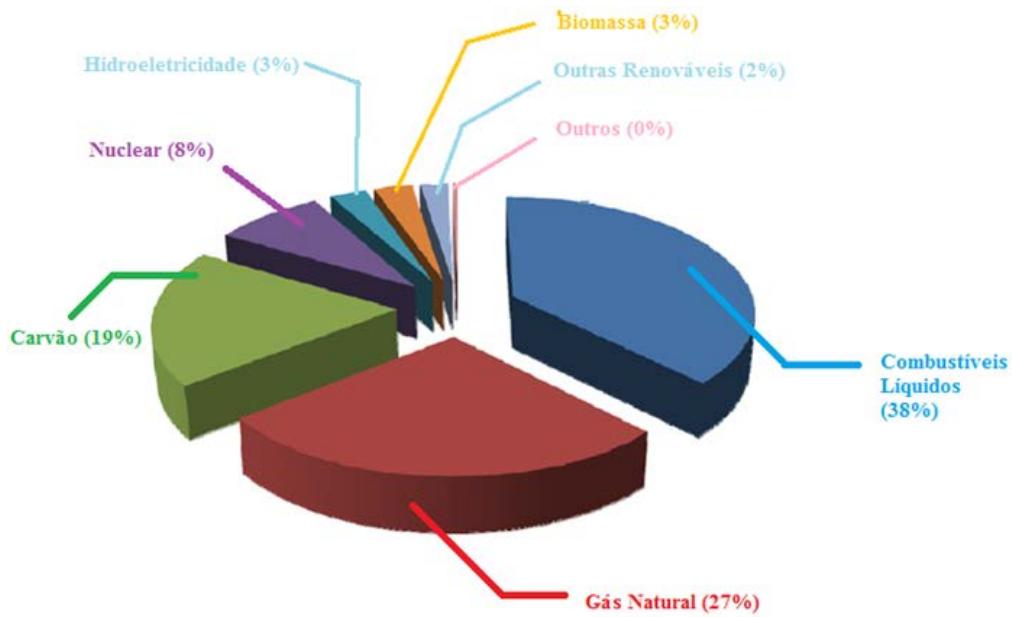


Figura 9 – Composição da Matriz Energética dos EUA

Fonte: EIA, 2013.

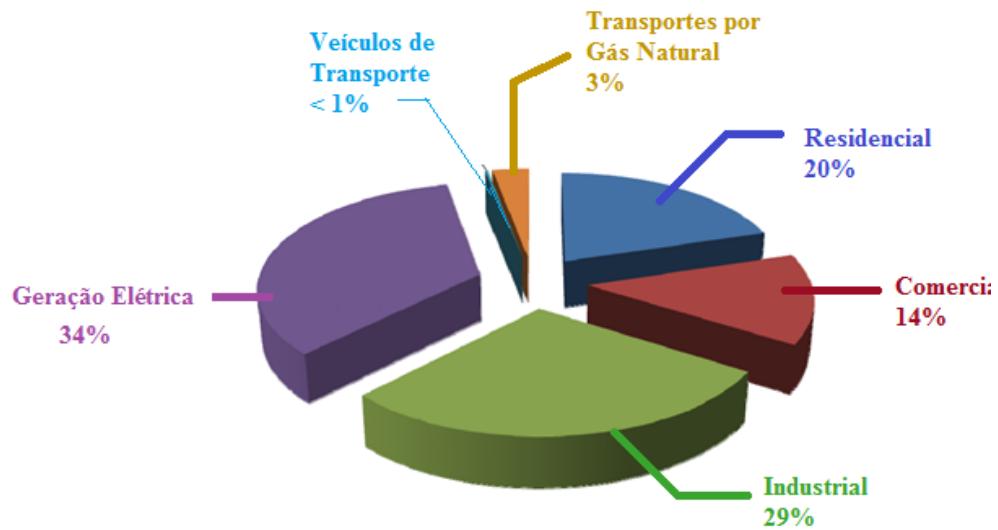


Figura 10 – Consumo de Energia por Setor nos EUA

Fonte: EIA, 2013.

A exploração de gás natural a partir de rochas de folhelho sempre foi considerada de elevado custo (WANG & KRUPNICK, 2013; BURWEN & FLEGAL, 2013; RAHM, 2011; ROGERS, 2011; TREMBATH *et al.*, 2012), tanto tecnológico quanto econômico, pela forma na qual se encontram dispostas essas rochas na natureza, conforme explicado no capítulo anterior.

Entretanto, a exploração de gás de folhelho já existe nos EUA desde meados do século XIX e as técnicas de fraturamento hidráulico e de perfuração de poços direcionais também já são conhecidas pela indústria de longas datas, como pode ser observado na Figura 11, que descreve a linha do tempo da exploração do gás de folhelho nos EUA (TREMBATH *et al.*, 2012).

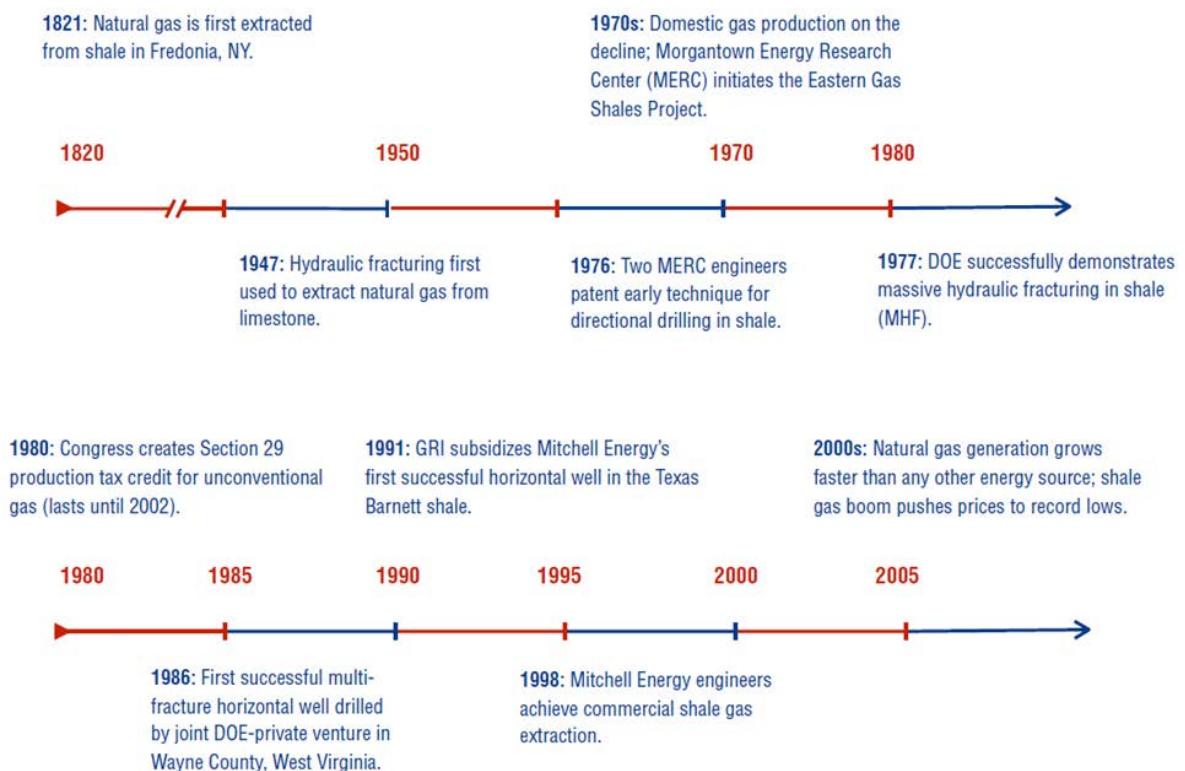


Figura 11 – Linha do Tempo do Desenvolvimento de Recursos Não-Convencionais nos EUA.

Fonte: TREMBATH *et al.*, 2012.

Assim, o desenvolvimento da indústria moderna de gás de folhelho só foi possível em função da combinação de alguns fatores chaves no passado recente e que ainda hoje figuram como importantes para a continuidade desse desenvolvimento. São eles:

- 1) Avanços na tecnologia de fraturamento hidráulico, que reduziram os custos e aumentaram a efetividade de perfuração múltipla e a recuperação de grandes volumes de recursos;
- 2) Avanços na tecnologia de perfuração de poços horizontais, tornando essa técnica mais viável economicamente do que a perfuração de longos poços verticais/laterais (direcionais);
- 3) Um crescimento significativo nos níveis de preços do gás natural entre 1998 e 2008 – de US\$ 2/Mcf para mais de US\$ 10/Mcf;
- 4) Baixo custo de capital e mercado de crédito favorável até meados da década de 2000;
- 5) O maior conhecimento das características geológicas das rochas de folhelho;
- 6) A já existente e consolidada infraestrutura de transporte de gás via gasodutos no mercado americano, além de um mercado consumidor consolidado também, e;
- 7) A estrutura e o ambiente regulatório favoráveis no que tange às questões ambientais, de acesso a terras e aos recursos hídricos;

O fraturamento hidráulico é um método de extração no qual a pressão hidráulica é usada para criar fraturas artificiais nas rochas de folhelho. Consiste na injeção pressurizada de fluidos no interior da formação rochosa com o intuito de induzir fraturas nesse tipo de rocha a fim de liberar o gás natural armazenado em seu interior. Esse fluido de perfuração geralmente possui em sua composição 99,5% de água e areia e 0,5% de aditivos químicos.

A areia bombeada juntamente ao fluido tem a função de manter a fratura aberta, permitindo o fluxo de gás natural do interior da rocha até a superfície. Esse método exige uma grande quantidade de água para sua aplicação e é fundamental que estejam disponíveis grandes quantidades de recursos hídricos relativamente frescos, limpos porque as impurezas presentes podem reduzir a eficácia dos aditivos utilizados no processo de perfuração. Daí o monitoramento da qualidade da água também ser fundamental (FRACFOCUS, 2013).

Uma média de 40 milhões de litros de água pode ser bombeada em um único poço. Apesar dessa quantidade de uso d'água ser pequena quando comparada ao seu uso na agricultura ou industriais, por exemplo, seu efeito cumulativo pode afetar a qualidade da água e os ambientes marinhos, sobretudo aonde houver baixa disponibilidade de recursos hídricos – Figura 13 (MIT, 2011). A Figura 12 exemplifica um esquema típico de exploração de gás de folhelho a partir das técnicas de fraturamento hidráulico e perfuração horizontal.

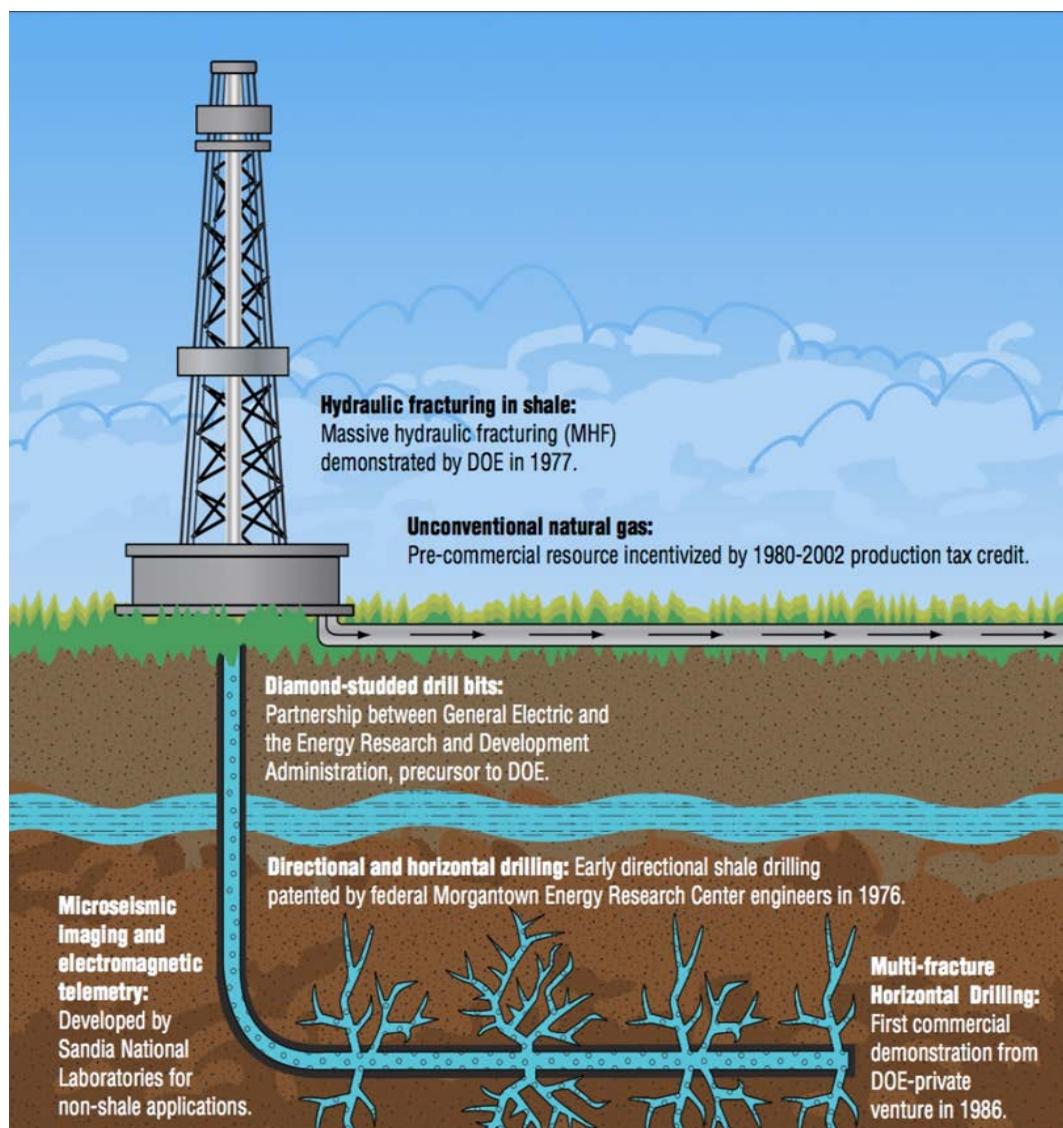


Figura 12 – Esquema Exploratório do Gás de Folhelho pela Técnica de Fraturamento Hidráulico.

Fonte: TREMBATH *et al.*, 2012.

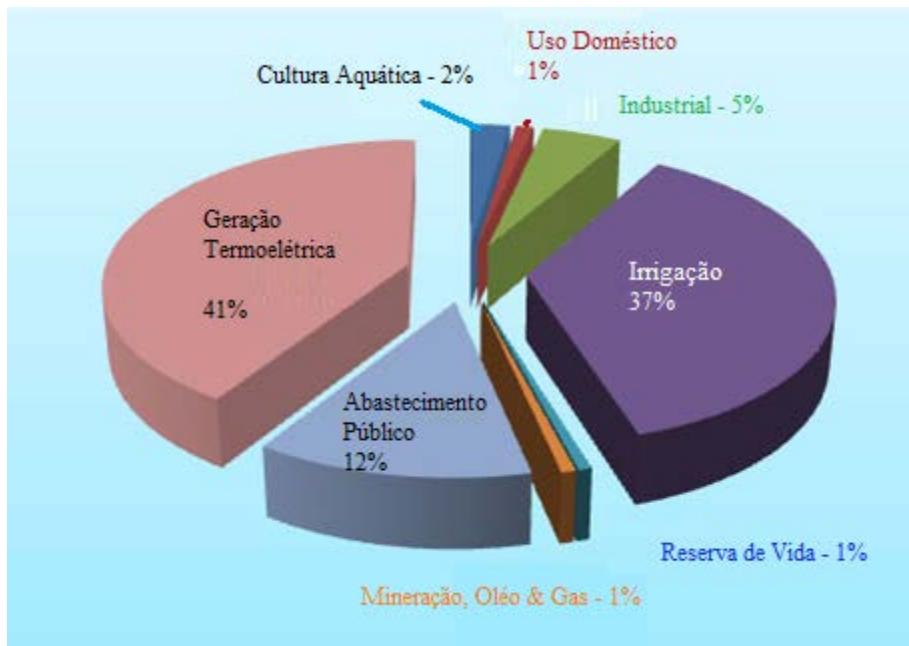


Figura 13 – Porcentagem do Uso da Água Por Categoria

Fonte: EIA, 2012

Um poço é considerado horizontal quando o objetivo a atingir não se encontra na mesma linha vertical da locação da sonda, sendo necessário utilizar técnicas especiais não empregadas na perfuração de poços verticais. É construído através de perfurações direcionais. Esse tipo de poço reduz o impacto de superfície nas atividades de perfuração acessando as formações mais profundas de gás natural (THOMAS, 2004).

Em 2013, em torno de 48 estados no país possuem em seus territórios bacias de gás de folhelho em desenvolvimento ou já em produção - Figura 14 (EIA, 2013). Essas formações são consideradas altamente ricas em folhelho contendo uma grande quantidade de gás natural e combustíveis líquidos. Os principais plays que contribuíram para o crescimento da produção desse tipo de gás natural nos EUA pós-1998 foram (ARI, 2013):

- O play de Barnett Shale, localizado na bacia Forth Worth, na região central do Texas;

- b) O play de Haynesville-Bossier Shale, localizado na porção leste do Texas e noroeste da Louisiana;
- c) O play de Fayetteville Shale, na bacia de Arkoma, localizada no estado de Arkansas, e;
- d) Em menor extensão, o play de Woodford Shale, localizado nas bacias de Oklahoma's Anadarko e Arkoma.

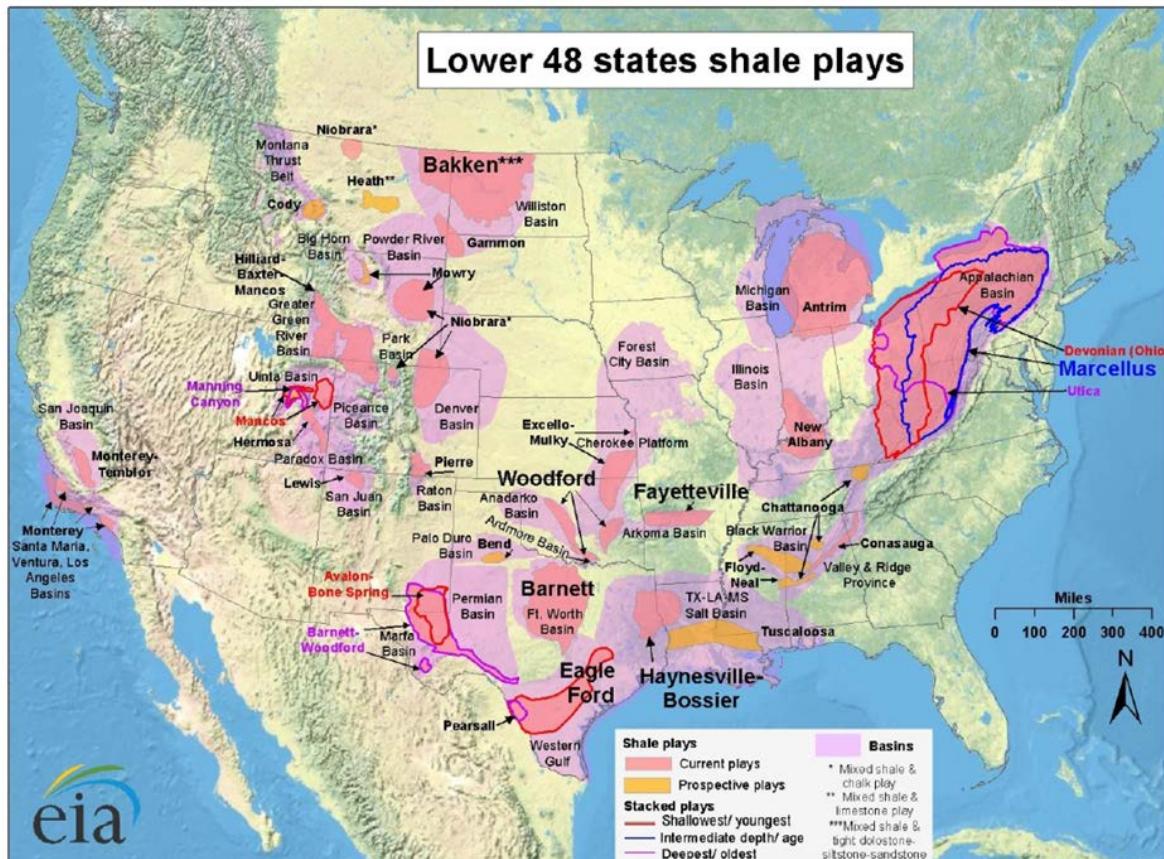


Figura 14 – Mapa dos Plays de Gás de Folhelho nos EUA

Fonte: ARI, 2013.

No período pós-2009, as maiores contribuições nos volumes de produção de gás de folhelho no país vieram, sobretudo, a partir do play de Marcellus shale, localizado na bacia Appalachian, e do play de Eagle Ford shale, localizado no Texas Meridional. Esse cenário referente à produção de gás natural nos EUA revolucionou o mercado interno de gás no país, além de impactar também os mercados internacionais de gás. O aumento da produção

de gás de folhelho é elemento central para explicar a perspectiva de que os EUA tornem-se, na próxima década, exportadores líquidos de gás natural. Esse elemento é crucial para a dinâmica internacional do mercado de gás, uma vez que os EUA eram considerados os maiores importadores líquidos de gás natural do mundo, sobretudo via Gás Natural Liquefeito (GNL) e são os maiores consumidores líquidos de gás natural.

No entanto, para a melhor compreensão do porquê de toda essa (r)evolução no cenário doméstico de gás natural nos EUA, faz-se necessária uma análise histórica desse desenvolvimento, sobretudo no século XX, nos EUA.

3.1 O Contexto Regulatório do Mercado de Gás dos EUA no século XX

3.1.1 Da Regulação Local do Monopólio à Intervenção Federal através do *National Gas Act (NGA)* de 1938

Mesmo nos primórdios do mercado de gás natural nos EUA, em meados do século XIX, a regulação já se fazia presente para controlar o poder de monopólio existente no comércio local de gás natural, através do controle das taxas cobradas para o transporte (carregamento) de gás nas cidades (NATURALGAS.ORG, 2013). Com o crescimento e desenvolvimento dessa indústria, os mercados de gás natural já não estavam mais limitados às fronteiras municipais (NATURALGAS.ORG, 2013). Portanto, com o advento da tecnologia que permitia a entrega de gás a longas distâncias por meio de gasodutos de transporte (*pipelines*), o comércio de gás ultrapassou as fronteiras dessas cidades, passando a ser comercializado e entregue entre estados, ampliando o escopo e a complexidade da indústria naquele momento. A fim de solucionar este impasse, os governos estaduais passaram a intervir na regulação do mercado de gás natural em seus estados de forma a determinar as taxas que poderiam ser cobradas por esses distribuidores de gás. Para

supervisionar a regulação desse comércio, formam criados dois órgãos públicos – Public Utility Commissions e Public Service Commissions²⁵ (NATURALGAS.ORG, 2013).

Porém, as empresas que comercializavam e distribuíam esse gás estavam sob jurisdição dos estados. Dessa forma, como o comércio agora passou a se dar entre estados (interestatal), houve uma defasagem em relação a quem teria o poder de regulação desse comércio além das fronteiras estatais, já que cada estado possuía jurisdição pra controlar somente o comércio sob suas fronteiras, tendo seu próprio regime fiscalizatório. A partir de então tornou-se difícil que cada governo local fizesse a regulação desse comércio, uma vez que passou a envolver diferentes jurisdições. A necessidade de um novo arcabouço regulatório era premente.

Sob a mesma lógica a qual governos municipais não eram capazes de regular a distribuição de gás natural que se estendesse além de suas áreas de jurisdição, os governos estaduais da mesma forma não poderiam regular os gasodutos que estivessem além das suas fronteiras naturais.

A partir de então, o governo federal americano decidiu intervir na regulação dos gasodutos interestaduais existentes em seu território com o objetivo de cobrir a lacuna regulamentar dada pelo surgimento do comércio interestadual de gás natural, além combater também o poder de monopólio dessa indústria que, naquele momento, parecia bastante evidente para o governo federal americano (NATURALGAS.ORG, 2013). Um terço da rede total de gasodutos no país era administrado por 11 *holdings*, que também detinham o controle de parte significante do sistema de produção, distribuição e geração de energia elétrica no país²⁶ (NATURALGAS.ORG, 2013). Esse gap foi então suprido através da promulgação do *Natural Gas Act* (NGA) em 1938 que, pela primeira vez, interferiria nas tarifas interestaduais cobradas pelas empresas pelo transporte e comercialização de gás natural.

²⁵ Os primeiros estados a realizarem esta fiscalização foram Nova York e Wisconsin (NATURAL GAS.ORG, 2013)..

²⁶ Como decorrência dessa constatação, o governo americano publicou o *Public Utility Holding Company Act*, como forma de limitar o poder de mercado dessas empresas. Porém esta lei não cobria aspectos relacionados à regulação da venda de gás interestadual. Para maiores detalhes, ver: <http://www.sec.gov/about/laws/puhca35.pdf>

A justificativa para o NGA foi, sobretudo, a preocupação com a tendência monopolística e a forte concentração da indústria de gás natural, de forma a cobrar preços mais elevados do que os preços competitivos de mercado em função de seu elevado poder de mercado (NATURALGAS.ORG, 2013). A jurisdição sobre a venda interestadual de gás foi entregue à *Federal Power Commission* (FPC), criada em 1920 sob o guarda-chuva do *Federal Water Power Act* (FWPA)²⁷, que passou a fiscalizar o comércio de gás natural interestadual, regulando a tarifa a qual seria cobrada pela entrega do gás natural nos diferentes estados. Segundo sua regulamentação, não poderia ser um preço maior do que o preço de equilíbrio de mercados competitivos. A FPC passou também a fiscalizar a expansão da malha dutoviária do país, determinando que nenhum novo gasoduto poderia ser construído caso já houvesse na localidade proposta algum outro gasoduto que abastecesse àquela região. A partir daquele momento então, as empresas deveriam obter aprovação prévia deste órgão para a construção de novos gasodutos de transporte e comercialização. No entanto, apesar desse novo perfil regulatório rigoroso em relação à comercialização de gás natural no que tange aos gasodutos nas fronteiras interestaduais, não havia nenhum regime regulatório que regesse as tarifas cobradas para a venda do gás natural produzido na cabeça do poço para o distribuidor desse gás pelos gasodutos (*producers to pipeline*).

3.1.2 A Regulação de Preços na Cabeça do Poço

Por não haver previsão de fiscalização dos preços a partir da produção do gás na cabeça do poço na sua venda para os distribuidores (*producers to pipeline*) a Suprema Corte do Supremo Tribunal Federal Americano decretou que todas e quaisquer empresas que vendiam e comercializavam gás natural pelos gasodutos interestatais estariam classificadas como “empresas de gás natural”, acabando com a divisão natural entre produtores e comerciantes de gás natural, fazendo com isso, com que todos, sem distinção, fossem agora objetos de fiscalização regulatória por parte da FPC. Este ato ficou conhecido como “*Phillips Decision*” ou “*Phillips Case*” (NATURALGAS.ORG, 2013).

²⁷ Para maiores detalhes, ver: <http://www.usbr.gov/power/legislation/fedwatpr.pdf>

Com este ato, a FPC começou estabelecendo preços-teto médios provisórios diferentes para o gás natural produzido em 48 estados com base nos custos médios de exploração e desenvolvimento individual de cada produtor. Com isso, de 1954 até 1960 a FPC procurou acordar com cada um suas tarifas em base individual. Cada produtor era tratado como uma concessionária de utilidade pública e as tarifas eram fixadas com base nos custos de produção de cada uma delas.

No entanto, essa estratégia não obteve êxito e, a partir de 1960, a FPC dividiu os EUA em cinco regiões geográficas diferentes e passou a estabelecer tarifas com base no custo de serviço de exploração e produção a partir dessas diferentes regiões geográficas, na busca por preços “justos e razoáveis” para a comercialização do gás produzido. O problema dessa estratégia foi que dentro de uma mesma área geográfica existiam diversos poços com diferentes custos de produção em cada uma. Assim, uma mesma tarifa para poços com diferentes custos de produção acabou por gerar prejuízo para os produtores (NATURALGAS.ORG, 2013).

No esforço de superar mais essa dificuldade na regulação os preços para a produção do gás natural na cabeça do poço, a FPC passou a determinar um único preço-teto nacional para a venda e comercialização do gás natural nos gasodutos interestaduais. O órgão federal estabeleceu um valor de US\$ 0,42/Mcf de gás comercializado (NATURALGAS.ORG, 2013). Ainda que esse valor representasse mais do que o dobro dos preços praticados anteriormente, ele ainda encontrava-se insignificante frente aos preços os quais o mercado aplicava para a venda de gás natural. Nesse contexto, foram observados desequilíbrios significativos entre a oferta e a demanda no mercado de gás nos EUA.

Pelo lado da demanda, na medida em que estabeleceu um “preço máximo” relativamente baixo para o gás natural – pode ser considerado baixo, pois estava fixado abaixo do preço de equilíbrio do mercado livre –, esse insumo tornou-se muito atrativo, uma vez que consumir gás era muito barato. Além disso, o mercado de petróleo também passava por dificuldades na década de 1970. Em 1973, os países membros da Organização dos Países Exportadores de petróleo (Opep), então maior produtora de petróleo do mundo e responsável por mais de 50% das exportações para o mercado internacional, causou o primeiro grande choque no mercado de petróleo ao instituir um embargo ao fornecimento

deste produto para o mercado internacional (NATURALGAS.ORG, 2013). Com isso, sua oferta no mercado diminuiu o que elevou consideravelmente os preços do insumo, tornando-o pouco atrativo pelo lado da demanda. Esse contexto acabou por aquecer o mercado de gás natural nos EUA.

Por outro lado, na medida em que os preços eram controlados abaixo do equilíbrio, o patamar no qual este preço fora fixado não atribuía margem à produção deste insumo. Isso fez com que os produtores passassem a operar com margem de lucro negativa, auferindo prejuízos nos seus balanços de pagamento. Assim, o lado da oferta acabou por ser desestimulado. Em decorrência imediata, também foi desestimulada a prospecção de novas reservas de gás natural, na medida em que extraí-lo e produzi-lo, assim como explorá-lo, era altamente custoso. Isso pode se observar através da verificação dos valores da razão entre reservas provadas e a produção de petróleo (R/P)²⁸ nos EUA naquele momento, cujo resultado é expresso em anos, denotando a vida útil das reservas em nível de produção do ano de referência (DELGADO ET AL, 2008). A razão R/P já observava um comportamento de queda desde fins dos anos de 1950, onde naquele momento girava em torno de 22/1. Em 1969 a mesma razão havia decaído para 13/1 e em 1979 já atingia o patamar mais baixo desde 1950, na casa dos 9,8/1.

Esse contexto levou ao estabelecimento do Natural Gas Policy Act (NGPA) em 1978, no intuito de novamente, corrigir a distorções no mercado de gás de forma a equilibrar esse mercado e estimulando a prospecção de novas reservas.

²⁸ Na relação R / P, "R" representa as reservas provadas, ou reservas 1P, ou ainda P90, que são dadas pelos volumes mínimos que podem ser técnica e comercialmente recuperáveis com um grau de certeza (probabilidade) de 90%, e "P" é a taxa de produção do hidrocarboneto. Essa razão indica por quanto tempo um determinado país consegue manter sua produção de petróleo, dado seu nível de reservas provadas (DELGADO ET AL, 2008). Embora aplicável a todos os recursos naturais, o R/P é mais comumente aplicado aos combustíveis fósseis, especialmente petróleo e gás natural. É um indicador de vulnerabilidade física

3.1.3 O *Natural Gas Policy Act (NGPA)* de 1978 e a Section 107: Os Incentivos de Preço

O NGPA, parte de uma legislação mais abrangente sobre o setor energético do país, chamado *National Energy Act (NEA)*²⁹, é tido pelas autoridades regulatórias norte-americanas como uma das cinco mais importantes leis para o setor de gás nos EUA porquanto, através dela, buscou-se fiscalizar e regular o mercado de gás natural no país (NATURALGAS.ORG, 2013). Isso foi feito buscando aumentar o fornecimento de gás, moderando o aumento de preços e, eventualmente, reduzindo o controle de preços.

O NGPA tinha três objetivos principais: a criação de um mercado nacional único de gás natural no país; balancear a relação oferta-demanda, e; reestabelecer o livre-mercado como mecanismo de formação de preços para seu mercado de gás natural. Para atingir esses objetivos, estabeleceu em seu texto classificações para os poços de gás, incentivos em termos de precificação para esses diferentes tipos de gás e parcial descontrole dos preços. Cada poço produtor deveria receber uma determinação, inserindo-o em uma ou mais categorias de poços estabelecidas para receber os incentivos de preços propostos no texto da lei, cada uma com sua regulação própria. Os novos poços de produção de gás a partir de então teriam sua produção desregulada entre 1985 e 1987 (EIA, /DOE, 2013; EIA/DOE, 1979; WANG & KRUPNICK, 2013; NATURALGAS.ORG, 2013; HAAS & GOULDING, 1992).

Especificamente no caso do gás não convencional, este foi enquadrado na especificação conhecida como Section 107. A Section 107 previa incentivos em termos precificação para gás natural considerados de “alto custo de extração (high cost natural gas), que incluíam dentre outras fontes determinadas pelo órgão regulador, o metano das camadas de carvão (CBM), os Devonian shales e o tight gas. Esse último não fora considerado inicialmente, tendo sido incorporado à posteriori.

O porquê dos “não convencionais” se justifica pela constatação dos declinantes níveis da razão R/P. A partir disso, pesquisas foram realizadas por parte de órgãos que

²⁹Mais detalhes sobre o NEA, ver:<http://digitallib.oit.edu/cdm/singleitem/collection/geoheat/id/183/rec/1>

concentravam diversas linhas de pesquisas sobre novas fontes de energia, estimuladas em grande medida pelo Energy Research Development Administration (ERDA)³⁰ e da Federal Power Commission (FPC) para lidar com a escassez de gás no mercado. Passou-se a investigar como se poderia realizar a extração de gás a partir de fontes não convencionais. Os resultados obtidos a partir desses estudos sugeriam que a base de recursos não convencionais de gás natural em território americano poderia ser muito extensa e, portanto, deveriam ser desenvolvidos e subsidiados os esforços no sentido de estimular essa exploração (NATURALGAS.ORG, 2013).

Através do NGPA, o poder regulatório de fiscalização foi conferido à Federal Energy Regulatory Commission (FERC), criada um ano antes sob o guarda-chuva da criação do US Department of Energy (DOE)³¹, autoridade de fiscalização e regulação sobre o comércio de gás natural intraestatal. Isso representou uma grande mudança no arcabouço regulatório do país, uma vez que, antes, as regulações em nível estatal e federal encontravam-se dissociadas. Até então, a FPC poderia fiscalizar e regular somente o comércio em nível federal (intraestatal) e os estados poderiam somente fiscalizar e regular o comércio sobre suas respectivas fronteiras (interestatal).

3.1.4 O Windfall Profit Tax Act (WPTA) e a Section 29:

Esta outra lei, sob o contexto das crises do petróleo na década de 1970, buscou conceder incentivos fiscais para a exploração e produção de alguns combustíveis alternativos. Como parte do WPTA³², foram estabelecidos incentivos fiscais para a produção de combustíveis não convencionais, dentre os quais, se destacavam, segundo HAAS & GOULDING (1992), “oil from shale or tar sands, gas from geopressured brines, coals seams, Devonian shale or tight sands, and synthetic fuel from coals”. Esses incentivos

³⁰ Criado em 1975 com o objetivo de concentrar as atividades de P&D de energia do governo federal americano em uma agência unificada. Seu principal foco era, portanto, consolidar e difundir programas de busca por fontes alternativas ao petróleo, bem como fontes de hidrocarbonetos não convencionais.

³¹ A FERC veio a substituir a FPC quando da criação do EIA/DOE, em 1977, criado a partir do *Department of Energy Organization Act* (DEOA), em 1977. Esse órgão foi criado para consolidar em uma só agência as responsabilidades pelo setor energético do país. Para mais informações, ver: <http://www.usbr.gov/power/legislation/doeorg.pdf>

³² Conhecido como Crude Oil Windfall Profit Tax Act. Para maiores detalhes, ver: <http://www.justice.gov/osg/briefs/1982/sg820060.txt>

tributários foram implementados a partir da Section 29, do “Internal Revenue Code” dos EUA. Esses incentivos foram promovidos de forma a reduzir os riscos associados à exploração desses recursos e aumentar a economicidade dos projetos de fontes consideradas de alto custo de extração e viabilização. As produções de gás não convencional dadas a partir de novos poços entre 01 de Janeiro de 1985 e 31 de Dezembro de 2002 estariam selecionadas para receberem os incentivos fiscais desta lei (NATURALGAS.ORG, 2013).

A magnitude dos incentivos fiscais para o Devonian shale era determinada por uma fórmula que levava em conta a inflação do momento e continha também um fator matemático responsável por remover gradualmente o efeito desses incentivos quando dos cenários de preços do petróleo ultrapassassem um determinado patamar. Esse fator era importante no escopo da fórmula, pois traduzia a principal intenção dessa lei: incentivar a produção dos recursos não convencionais e torná-los competitivos, sobretudo em cenários onde o preço do petróleo se encontrasse elevado, a um nível de preço que tornasse a exploração dos recursos não convencionais mais viável (NATURALGAS.ORG, 2013). O estabelecimento da Section 29 teve como consequência a mais do que triplicação na produção de gás não convencional, assim como as inovações em tecnologias de perfuração e completação de poços. Isso foi possível porque esses incentivos atraíram novas fontes de capital para o desenvolvimento da exploração desses recursos no país, aumentando e desenvolvendo esta atividade.

Os produtores de gás deveriam escolher entre o incentivo fiscal da Section 29 ou o incentivo de preços promovidos pelo NGPA. Essa condição, no entanto, não afetou significativamente os produtores do Devonian shale, pois estes tiveram seus preços desregulados a partir de 1979 e, assim, passaram a escolher os incentivos tributários.

3.2 Os Programas de P&DI e o Desenvolvimento de Tecnologia para Exploração de Shale Gas

3.2.1 O Destaque do EGSP

O Unconventional Gas Research Program (UGRP) nasceu com a concepção de maximizar a produção energética no país a partir de fontes não convencionais (tight gas, coalbed methane, gas shales e geopressured methane). O objetivo era ampliar a oferta interna de energia no país, reduzindo os impactos da crise energética que assolava os EUA naquele contexto (BURWEN & FLEGAL, 2013). Nesse sentido, buscou-se desenvolver e estimular a implantação de tecnologias avançadas de exploração, desenvolvimento e produção para a recuperação dessas novas fontes de energia, sobretudo de gás natural a partir dos recursos de gás não convencional no país. Para isso, foi fundamental a parceria entre o DOE e o Gas Research Institute (GRI)³³ (BURWEN & FLEGAL, 2013).

O DOE e GRI se complementavam. Enquanto o DOE concentrava pesquisas básicas de P&D para geração de mais informações e dados e o desenvolvimento de novas técnicas de exploração e produção, os programas do GRI focavam na comercialização e no desenvolvimento de tecnologias para a indústria. A parceria exigia publicação completa dos resultados obtidos e exigia também que todos os parceiros da indústria envolvidos na pesquisa abrissem mão da propriedade intelectual de suas descobertas em nome do bem maior para o país, sendo isso fundamental para catalisar a transferência tecnológica na indústria (BURWEN & FLEGAL, 2013).

As parcerias público-privadas foram fundamentais para garantir a complementariedade e diretrizes eficazes de P&D, bem como acelerar a difusão de novas descobertas e tecnologias de pesquisa. Enquanto o setor privado conduzia esforços no desenvolvimento de pesquisas para melhoria das tecnologias e técnicas aplicadas, o governo federal fazia contribuições significativas para estimular a inovação. Juntamente

³³ Fundado em 1976 no mesmo momento em que fora lançado o EGSP. Era uma instituição sem fins lucrativos e que tinha como proposta gerenciar e financiar programas de P&D para gás natural no setor privado, através de cooperação e colaboração com o governo federal (EIA/DOE). O fundo para Inovação tecnológica o qual geria financiou-se a partir de uma sobretaxa criada pela então FPC sobre o transporte e comercialização de gás natural nos gasodutos interestaduais. Seu orçamento nos anos 1990 chegou a US\$ 200 milhões/ano.

com os incentivos fiscais aumentou o aprendizado pelo método conhecido como “learning-by-doing” (BURWEN & FLEGAL, 2013).

Os objetivos técnicos desse programa estavam alinhados com os objetivos do Enhanced Gas Recovery Program (EGRP), quais sejam: aumentar a eficiência de recuperação de gás por poço e reduzir o custo de desenvolvimento desses poços, proporcionando incentivos (através de créditos fiscais) para os produtores desenvolverem ordenadamente os recursos gasíferos do país. Com isso, esperava-se adicionar 10 Tcf de reservas produtivas até 1985 e crescer a produção de gás natural incrementando a oferta interna de gás no país com 3Bcf por dia até 1986 (BURWEN & FLEGAL, 2013).

Basicamente, três projetos estavam compreendidos no escopo maior do EGRP: Eastern Gas Shale Program (EGSP); Western Gas Sand Program (WGSP), e; Methane Recovery from Coalbeds Program (MRCP). Para fins deste trabalho, o foco dado será no EGSP.

O Eastern Gas Shale Program (EGSP) foi concebido como um programa de pesquisa multidisciplinar focado em prover informações em termos de volume, distribuição e caracterização dos recursos e introduzir uma estrutura e complexidade tecnológica a uma indústria que era basicamente composta por pequenos e médios produtores (BURWEN & FLEGAL, 2013)..

Os objetivos gerais do EGSP eram desenvolver tecnologias que permitissem maior aceitação efetiva e ambiental por parte do setor para a exploração dos sítios de shale gas no país, e reduzir a incerteza em relação à magnitude das reservas potenciais de shale gas de modo que o setor privado fosse incentivado a desenvolver o recurso em larga escala, através do compartilhamento de custos e riscos entre o governo e a indústria.

Os objetivos específicos do EGSP eram desenvolver estimativas precisas de *gas-in-place* e de recursos economicamente recuperáveis, desenvolver uma metodologia específica para a realização da atividade exploratória para identificação dos prospectos de shale e desenvolver e aprimorar métodos de extração de baixo custo (BURWEN & FLEGAL, 2013).

Para isso, o programa estava estruturado em quatro linhas: avaliação e caracterização dos recursos e dos sítios exploratórios, pesquisa, instrumentação e modelagem e desenvolvimento de tecnologias de produção. Os objetivos que enfatizavam a definição e a caracterização do EGSP foram concluídos conforme planejado e os resultados forneceram uma base de conhecimento e estrutura importante para a atividade de exploração nas três bacias abrangidas pelo projeto (EIA, 2012; BURWEN & FLEGAL, 2013).

Tecnologias como o mapeamento microssísmico por fratura na otimização da forma como os poços são hidraulicamente fraturados no play de Barnett shale³⁴, perfuração de diversos poços demonstrativos, o aumento de 4,17 Tcf na oferta interna de gás no mercado americano a baixos custos e de 7,83 Tcf em reservas provada de gas natural³⁵, imagens sísmicas em 3D³⁶ além de 10.600 poços perfurados entre 1978-2002 estão entre alguns desses resultados obtidos.

A combinação das técnicas de fraturamento hidráulico e perfuração horizontal expandiram-se rapidamente por áreas de alta densidade populacional e fizeram crescer a atenção em relação aos efeitos com relação à saúde pública e meio ambiente. Por isso, esforços no sentido de regular essas atividades foram providenciados de forma a garantir a segurança e a aplicabilidade desses processos de forma transparente para a opinião pública³⁷.

³⁴ É um método que consiste em monitorar em tempo real o desenvolvimento do fraturamento hidráulico para verificar se há algum erro em relação à programação que fora definida para o processo de fraturamento. Isso permite a interrupção da atividade caso algo esteja fora das conformidades. O DOE subsidiou diversos poços experimentais de demonstração através dos métodos de fraturamento hidráulico no Colorado para testar essa técnica, que ficou conhecida como Multiwell Experiment (MWX ou M-Site). Com isso, alcançou em 1986 o primeiro poço por este método confiável na Appalachian basin em Devonian shale, através da técnica de monitoramento microssísmico de fraturas. Para mais informações sobre o GRI, 1993.

³⁵ Para maiores detalhes sobre os resultados específicos do programa, ver: <http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/disk7/disk2/Final%20Report.pdf>

³⁶ Proporciona melhores visualizações das estruturas e propriedades subterrâneas das rochas perfuradas.

³⁷ O processo de fraturamento hidráulico gera agua residual. Dessa forma, é necessário haver um pré-tratamento dessa água para depois ser descartada. Há uma legislação específica para que isso seja feito.

3.3 A Questão do Uso da Água, da Terra e o Impacto na Qualidade do Ar:

Os incentivos oferecidos pelo governo norte-americano para que se desenvolvesse e avançasse nas técnicas de produção de combustíveis não convencionais, em especial o shale gas, levou ao desenvolvimento e aprimoramento de técnicas que permitissem a sua produção em escala comercialmente viável. Para isso, conforme citado anteriormente, foram fundamentais os avanços em diversas técnicas, com especial destaque para o fraturamento hidráulico e a perfuração direcional.

No entanto, esse desenvolvimento e aprimoramento trouxe custos associados a sua atividade, sobretudo de ordem ambiental, saúde pública e segurança. Essas mudanças associadas à produção de shale gas podem ser exemplificadas, conforme aponta o DOE (2013), como aumento no consumo de água (volumes e recursos), atividades sísmicas induzidas (como pequenos terremotos) provenientes do refluxo da água utilizada no fluido de fraturamento, possível contaminação dos lençóis freáticos e dos recursos hídricos da superfície, impactos na qualidade do ar, dentre outros.

A fim de minimizar esses impactos e buscar o melhor desenvolvimento dessas atividades, o governo americano desenvolveu diversas formas de regulação dessas atividades.

3.3.1 A Regulação do Uso da Água

As atividades de fraturamento hidráulico e perfuração de poços produzem água junto ao gás natural, além de consumir muita água para sua realização. Essa água pode ser tanto proveniente de fontes naturais quanto resíduos dos fluidos de fraturamento. Cerca de 95% de toda a água produzida é reinjetada novamente (US EPA, 2012). O restante deve ser tratado para ser reutilizado ou descartado, em conformidade com as legislações previstas para regulação dessa atividade.

Independentemente da fonte, essa água produzida precisa ter uma destinação, de forma a proteger os recursos hídricos da superfície e existentes no subsolo, reduzindo a demanda por água. A minimização da demanda por água de novas fontes hídricas é

considerada uma abordagem custo-benefício significativa para a realização dessas atividades, uma vez que reduz o risco associado à disponibilidade de água³⁸.

A agência do governo americano responsável por fazer a regulamentação e regulação dos impactos dos diversos usos e destinações da água, bem como da qualidade do ar é a *United States Environmental Protection Agency* (US EPA).

Há diversas iniciativas no sentido de regular o procedimento de fraturamento hidráulico na esfera federal. No entanto, os estados possuem primazia na regulação das atividades ambientais, bem como os requisitos para execução a exploração de shale gas. O conhecimento da geologia local e as condições ambientais asseguram a esses estados e seus órgãos reguladores condições de articular leis e condições para a realização dessa atividade em suas terras, de forma a permitir que atenda às necessidades de cada estado de forma diferenciada. Isso faz com que esses estados possam continuamente desenvolver e refinar seu arcabouço regulatório, sobretudo na proteção da água potável. Efeitos negativos como a contaminação dos lençóis freáticos podem afetar a agricultura, pecuária, caça e pesca.

Em 2012, em pelo menos 19 estados, existiam 119 projetos de leis que visam à regulação das atividades de fraturamento hidráulico nos EUA. As legislações existentes procuram garantir o bem estar da saúde pública e a harmonia com o meio ambiente. Projetos de lei específicos preveem a alteração da estrutura fiscal de indenizações, a aplicação de taxas pelo impacto das atividades, necessidade de requisitos bem definidos para cada atividade, a existência de plano de contingencia para eventuais imprevistos, legislação para tratamento e descarte dos resíduos hídricos e autorização para divulgação pública dos componentes químicos do fluido de fraturamento e das empresas que produzem, sobretudo através do FracFocus³⁹ e do STRONGER⁴⁰.

A regulação nos EUA é feita por meio de leis, regulamentos e guias. As Leis são estabelecidas via aprovação do Congresso e sanção presidencial. Após a promulgação das

³⁸ Para maiores informações a respeito dos estudos sobre a produção de água, o tratamento dessa água e suas utilizações, ver USGS, 2013.

³⁹ Registro online para companhias publicarem (tornarem público) os produtos químicos utilizados no fluido de perfuração e fraturamento hidráulico.

⁴⁰ Auxiliam os estados na documentação das legislações referentes à exploração, desenvolvimento e produção de gás natural.

leis, é autorizada pelo Congresso a criação dos regulamentos, que visam à especificação de detalhes não contidos nas leis. Esses regulamentos estabelecem o que é ou não legal. Os guias contêm diretrizes maiores sobre a necessidade do cuidado com diversos aspectos, como meio ambiente, qualidade do ar, água, dentre outros. Importante lembrar que as leis atrelam obrigatoriedade no seu cumprimento pelos órgãos governamentais. Já os guias e diretrizes, como não são criados através de sanção presidencial, não vinculam caráter mandatório.

A principal lei federal americana que regula e supervisiona a qualidade da água para consumo nos EUA é o Safe Drink Water Act (SDWA)⁴¹. Através dela, determina que a EPA estabeleça regulamentações para proteção da saúde humana contra contaminantes presentes na água potável. Para isso, estabeleceu o Underground Injection Control Program (UIC)⁴², cujo objetivo é proteger os aquíferos de possíveis vazamentos de substâncias letais ou potencialmente poluentes à saúde humana. (US EPA, 2013).

Outras leis ambientais formam a base legal para a elaboração dos programas da US EPA. Dentre elas, destacamos algumas mais importantes:

- *Clean Air Act* (CAA), 1970 – *U.S. Code* Título 42;
- *Clean Water Act* (CWA), 1972 – *U.S. Code* Título 33;
- *Safe Drinking Water Act* (SDWA) – *U.S. Code* Título 42;

Dentre os guias e políticas, podemos citar:

- Drinking Water Regulations and Guidance;
- *Water Quality Standards Handbook: Second Edition -- August 1, 1994*;
- *Water Quality Standards Policy and Guidance*.

Em relação ao CWA, este estabelece as bases para a regulação do despejo de efluentes em águas nos EUA. Seu objetivo maior é a manutenção das características físico-químicas e biológicas dos recursos hídricos (US EPA, 2013)⁴³. A Seção 101 trata ainda de

⁴¹ Maiores informações, ver: <http://water.epa.gov/lawsregs/rulesregs/sdwa/>

⁴² Maiores informações, ver: <http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/>

⁴³ Para maiores informações a respeito do Clean Water Act, ver: <http://www.epw.senate.gov/water.pdf>

outros objetivos, tais como a existência de uma gestão de resíduos, incentivo ao reuso da água.

Pelas regras estabelecidas no CWA, os estados são obrigados a fixar padrões de qualidade para a água, estabelecendo assim, o direito de controlar os níveis de poluentes em estações de tratamento. Outro ponto importante é que os Estados devem elaborar um relatório onde inclua todos e quaisquer aspectos conhecidos sobre a qualidade das águas encontradas em sua região. Deve informar também quais os poluentes ou quais outros fatores de poluição causam mais dano aos recursos hídricos e quais são suas fontes poluidoras. Esse relatório é chamado de “National Water Quality Inventory” (NWQI)⁴⁴.

Pela Seção 307 do CWA foi instituído o “National Pretreatment Program – NPP” que tem por objetivo a regulação dos despejos de resíduos industriais antes em estações de tratamento antes de serem despejados em rios, lagos e lagoas.

Apesar de todo o incentivo que é dado por parte do governo, a questão do reuso da água não é obrigatória nos EUA. Apesar disso, mais de 70% da água produzida no que tange à exploração de recursos de shale gas em todo território americano hoje é tratada e reutilizada, sendo apenas uma parcela mínima, em torno de 10%, descartada (BARBOSA, 2007).

Em relação ao SDWA, este é considerado o principal instrumento legal de controle e fiscalização da água potável nos EUA. Originalmente, o SDWA focava primordialmente no tratamento desses recursos como forma de assegurar o fornecimento de água potável na torneira dos cidadãos. No entanto, após as modificações ocorridas em 1996, essa lei se alterou significativamente, tornando-se melhor e mais completa. Passou a considerar, dentre outros aspectos, a proteção das fontes hídricas, financiamento para sistemas de tratamento de água e a clareza sobre os componentes existentes na água. Além disso, autoriza a US EPA a eleger padrões básicos de qualidade em saúde para a água potável e assegura também mecanismos legais de fiscalização para a garantia desses padrões (USEPA, 2013)⁴⁵.

⁴⁴ Para maiores informações, ver: <http://water.epa.gov/lawsregs/guidance/cwa/305b/>

⁴⁵ Para maiores informações, ver: <http://water.epa.gov/lawsregs/rulesregs/sdwa/>

3.3.2 Questão do Uso da Terra

Outro ponto crucial para o desenvolvimento do shale gas no território americano é a questão da posse legal da propriedade privada. Segundo a constituição americana, quem for dono do solo é, automaticamente, dono do subsolo e, consequentemente, dos recursos naturais e minerais que ali se encontram presentes (WUSTL, 2002). A justificativa para essa perspectiva adotada na constituição americana encontra-se no chamado Princípio Jeffersoniano do agrarianismo (WUSTL, 2002). Segundo esse princípio, os proprietários são capazes de saber o que exatamente fazer com suas terras para o bem próprio e para a realização dos seus interesses. O direito à propriedade privada nos EUA é uma pedra angular da democracia constitucional norte-americana. O artigo 5º da mesma constituição afirma ser injusto que uma propriedade privada seja determinada para uso público sem que haja o estabelecimento de uma justa compensação por isso (WUSTL, 2002).

A regulação norte-americana é conhecida por ser, em geral, favorável à exploração e produção de petróleo e gás natural. Dessa forma, em alguns estados como o Texas, nenhum proprietário de qualquer terra privada, na qual seja encontrado hidrocarboneto, pode impedir que seja realizada a exploração daquele hidrocarboneto presente naquele subsolo (WUSTL, 2002). Assim, o proprietário, necessariamente, deve optar ou por receber royalties sobre aquela produção, ou então realizar um contrato de *leasing* com a empresa que desejar explorar o recurso natural presente em sua propriedade. O “leasing” é um contrato temporário de arrendamento mercantil, onde as partes integrantes deste contrato são o arrendador e o arrendatário. O objeto do contrato é a aquisição, por parte do arrendador, do bem escolhido pelo arrendatário – neste caso, a terra a ser explorada – para sua utilização. O arrendador é, portanto, o proprietário do bem, sendo que a posse e o usufruto, durante a vigência do contrato, são do arrendatário. O contrato de arrendamento mercantil pode prever ou não a opção de compra, pelo arrendatário, do bem de propriedade do arrendador (WUSTL, 2002; BCB, 2013).

Dessa discussão deriva outro importante ponto no que tange as variáveis necessárias para a exploração de gás de folhelho. Como já citado anteriormente, o principal insumo para a realização do fraturamento hidráulico é a disponibilidade de água. Ela é

variável fundamental para a realização das atividades de fraturamento. Conforme citado, o fluido de perfuração é composto, basicamente, por 99,5% de água e areia, sendo o restante aditivos químicos. No entanto, os recursos hídricos estão localizados no subsolo. Assim sendo, os responsáveis pelo gerenciamento desses recursos em termos de disponibilidade são diretamente os proprietários das terras aonde existam aquíferos.

Consequência disso nos EUA é que o comércio de água no país cresceu de forma bastante acelerada, na medida em que a demanda por água para essa atividade é muito grande. Assim, os proprietários de terras passaram a vender essa água que está em seu subsolo, no caso da existência de algum aquífero abaixo de sua propriedade, visto que o proprietário deste recurso mineral é o dono da terra, pela justificativa explicada anteriormente.

3.3.3 Qualidade do Ar

O processo de perfuração em si pode deixar resíduos químicos no ar como benzeno e metano, dois gases considerados GEE e muito reativos – os compostos orgânicos voláteis (COV), e que, ao entrarem em contato com o oxigênio do ar atmosférico, pode gerar óxidos nitrogenados (NOx) formando o *smog*, contribuindo para o aumento da poluição atmosférica (EIA, 2013). Outro aspecto em relação à poluição do ar é o aumento significativo da emissão de gases de exaustão dos motores dos caminhões referente ao intenso uso dessa frota para bombeamento e transporte na logística do fraturamento hidráulico. A emissão de poluentes a partir das máquinas usadas para dar energia ao equipamento de perfuração, movidas a diesel, no processo de queima intencional de certa quantidade de gás natural ou ventilação de gás por razões operacionais, ou ainda a emissão involuntária de gases por conta de algum equipamento desregulado, com problemas são outras possíveis fontes de emissões.

As fontes de emissões atmosféricas potenciais associadas à produção de shale gas podem ocorrer nos locais de perfuração durante o processo de perfuração e fraturamento,

bem como nas instalações auxiliares fora do site de produção, como gasodutos e compressores.

A USEPA estabelece também padrões de qualidade para a preservação da qualidade do ar. Mas o cunho jurisdicional sobre o poder de legislar permanece com os Estados.

3.4 O Caso de Barnett Shale: O Papel de George Mitchell's Energy

Como já apontado, a parceria público-privada para o desenvolvimento de shale gas no território americano fora fundamental para seu sucesso atual. Inicialmente, o play de Barnett Shale não estava incluído nos estudos do governo federal americano de mapeamento e identificação de possíveis plays de shale e seu melhor entendimento sob os diversos aspectos geológicos, econômicos, de engenharia, dentre outros, o que acabou por limitar o conhecimento sobre esta região (AEIC, 2012). Porém, o perfil empreendedor de George Mitchell era tanto que, mesmo sem conhecer a região, começou a realizar a exploração da região de Barnett Shale.

O grande fator motivacional para que George Mitchell começasse a investir no desenvolvimento deste campo foi a crise de gás no mercado americano naquele momento. Seu objetivo era descobrir novas fontes de gás natural para alimentar uma grande fábrica de gás e um sistema de coleta de gás e de cumprir as obrigações contratuais de longo prazo firmada com a Natural Gas Pipeline Company of America (NGPL), empresa a qual ele fechou contratos de fornecimento de gás no longo prazo. Isso num contexto de escassez de reservas e de altos preços para exploração do insumo.

George Mitchell, dono da Mitchell Energy & Development Corporation, era dono de uma postura arrojada, sendo um grande tomador de riscos, além de possuir grande capacidade de investimentos. Para realização de seus investimentos, negociou diversos contratos de leasing para aquisição de terras. Engenheiro de formação, é considerado pela indústria como o pioneiro no uso combinado das tecnologias do fraturamento hidráulico e perfuração horizontal, usando-as para extrair shale gas do play de Barnett Shale nas

décadas de 1980 e 1990 (YERGIN, 2012). Na década de 1980 George Mitchell procurou focar no entendimento e na aquisição de conhecimento geológico da região de Barnett através da perfuração de poços exploratórios e realização de sísmicas 2D. Alguns desses conhecimentos foram de rápido aprendizado. Outros, entretanto, como maturidade térmica e regiões de diferentes profundidades e diferentes características dentro da mesma região, demoraram mais para serem compreendidos em função de sua maior complexidade.

As estruturas geológicas do Devonian Shale eram bastante similares às de Barnett Shale, o que permitiu Mitchell a começar a exploração de Barnett. Assim, George Mitchell adquiriu *know how* no fraturamento hidráulico massivo em formações de tight gas na parte Leste-Central do Texas, com apoio do DOE e do GRI em 1978 e de 1987 a 1993 conseguiu reduzir os custos do fraturamento hidráulico em 10% através de novas técnicas relacionadas ao fluido de perfuração, sem, no entanto reduzir a produtividade dos poços. Nesse período, por volta de 1986, a Mitchell Energy & Development Corporation, que era a operadora em Barnett Shale, no Texas, desenvolveu uma técnica inovadora de estimulação por fraturamento hidráulico utilizando fluido de fraturamento contendo cerca de 99% de água (EIA, 2013; ANP, 2013; BURWEN & FLEGAL, 2013).

Na fase inicial da exploração as pequenas empresas que compunham a indústria de petróleo e gás no país desenvolviam campos pouco profundos por meio de poços verticais que não obtinham produções expressivas. Com o advento das tecnologias aprimoradas por Mitchell, essa indústria sofreu uma verdadeira revolução no que tange à exploração onshore de gás natural a partir de fontes não convencionais.

Entre 1995 e 2000 o uso do mapeamento microssísmico para realização do fraturamento foi realizado com sucesso o que permitiu um crescimento significativo dos resultados dessa atividade, aumentando consideravelmente a quantidade de poços perfurados pela Mitchell Energy.

3.5 Lições Aprendidas com a Experiência Americana

Com os elementos apresentados neste capítulo, pode-se depreender algumas conclusões a respeito do desenvolvimento da indústria de hidrocarbonetos não convencionais nos EUA.

Por ser uma indústria basicamente composta por pequenos e médios produtores independentes e locais, sobretudo até a década de 1940, houve facilidade no desenvolvimento das atividades de exploração e produção de HC, bem como da infraestrutura necessária para o estabelecimento dessa indústria nos EUA. Isso se justifica, pois ao serem empresas de pequeno e médio porte, os ativos dessas empresas encontram-se localizados perto de seus mercados. Nesse sentido, a mobilidade desses ativos é praticamente nula, na medida em que esses ativos necessitam de um mercado próximo para gerarem retorno sobre os investimentos realizados. Assim, as empresas acabam por desenvolverem localmente e também nas adjacências de onde se localizam a infraestrutura necessária para a realização de suas atividades. Esse elemento propiciou ao país obter ao longo de toda sua territorialidade uma vasta infraestrutura, sobretudo de oleodutos e gasodutos para transporte, comercialização e distribuição da produção advinda das atividades de E&P dessas pequenas e médias empresas - Figura 15. Com o passar dos anos, o crescimento do setor e, consequentemente, o surgimento de grandes corporações fez com que essas pequenas e médias empresas fossem incorporadas a essas grandes corporações e estas se aproveitando da infraestrutura já existente para a continuidade das atividades do setor.

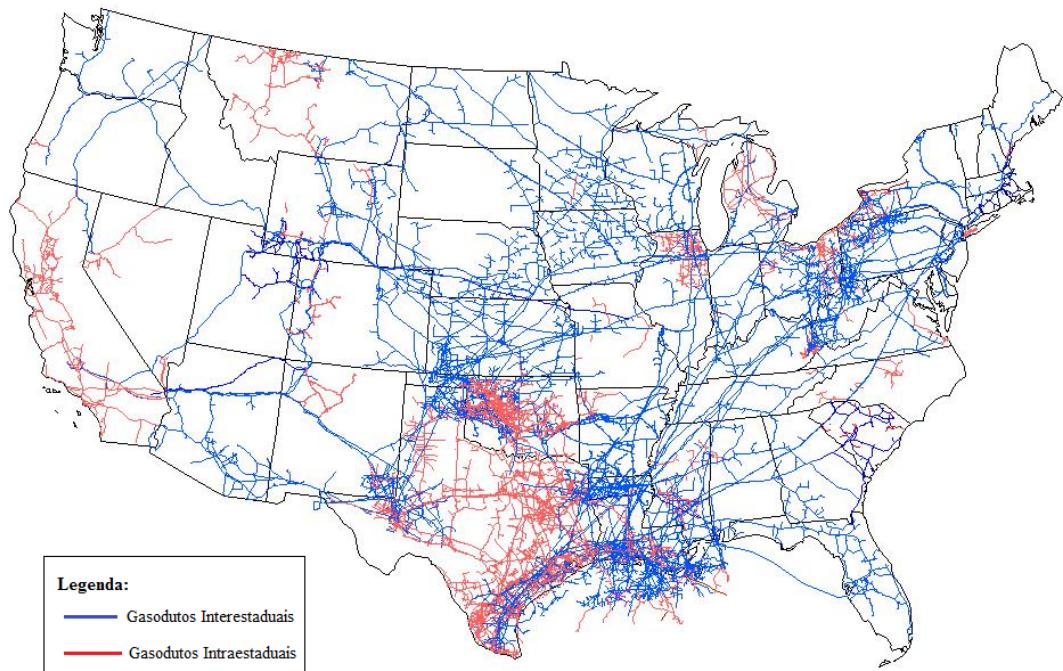


Figura 15 – Infraestrutura de Gasodutos Existentes nos EUA

Fonte: EIA, 2014

Outro aspecto de importante monta no desenvolvimento da indústria de HNC nos EUA é a questão do maciço investimento realizado nos setores de P&DI para descobertas e aprimoramento de diversas tecnologias para a viabilização da exploração desses HNC, destacadamente as técnicas de fraturamento hidráulico e perfuração de poços horizontais. Esses dois fatores combinados formam o elemento mais importante para a exploração e produção de HNC na experiência americana.

Esses investimentos em P&DI também acabaram por gerar, por consequência, um aumento significativo em relação ao conhecimento geológico dos EUA, em toda a sua extensão, na medida em que para se realizar os estudos de prospecção e exploração desses HNC era necessário saber exatamente aonde se davam suas ocorrências. Assim, com as informações que já existiam para a exploração de fontes convencionais de petróleo e gás natural, aprofundou-se os estudos para melhorias e inovações nessas informações. A sísmica 3D pode ser apontada como uma dessas inovações, viabilizadas, sobretudo pelo

EGSP na década de 70 e 80. O profundo conhecimento das estruturas geológicas do país no qual se deseja explorar HNC é de fundamental importância para saber aonde há, exatamente, a ocorrência dessa fonte, bem como sua viabilidade ou não de produção. A ocorrência por si só dos HNC em uma formação geológica, como é o caso das fontes convencionais de petróleo e gás, não permite dizer que esta é viável, conforme foi explicado no capítulo 02, na seção dos sistemas petrolíferos não convencionais. É necessário que ocorram outros elementos em conjunto para que se consiga uma produção economicamente viável deste recurso.

Outro importante elemento a considerar nesse contexto é a existência de uma demanda bem definida. Assim, podem-se realizar as atividades de planejamento setorial necessárias para um melhor aproveitamento econômico dos recursos energéticos de uma nação.

Tão importante quanto os outros é o elemento regulatório. A questão do ambiente regulatório em um país é crucial para que os investidores, tanto nacional, quanto internacional, possam investir seus capitais nas atividades de diversos setores industriais de um país, sobretudo petróleo e gás, onde o tempo de maturação desses investimentos são de médio e longo prazo. Um ambiente regulatório claro, estável e previsível quanto ao “payback” dos investimentos, o nível de retorno desses investimentos, dentre outros elementos, é fundamental para o desenvolvimento das “facilities” e dos investimentos necessários para o setor de O&G.

Ainda no aspecto regulatório, outro importante fator é o elemento “preços”. No que diz respeito ao gás natural, o mercado americano, a partir de um dado momento, teve seu preço de gás natural descolado do mercado internacional. Assim, o “Henry Hub”, principal Hub de comercialização de gás natural no mundo e localizado nos EUA, tornou-se muito mais competitivo em relação aos demais, como o NBP, na Inglaterra, e o de GNL, no Japão. Para que esse cenário de preço no mercado americano se tornasse possível a equação do “mercado livre” foi fundamental. O balanço entre oferta e demanda de gás natural no mercado interno, aliado a uma política de preços atrelada ao mercado internacional, além de incentivos concedidos de forma planejada para o setor foram as variáveis necessárias

nesta equação para que a competitividade desse segmento frente ao mercado internacional em relação aos níveis de preços fosse possível.

Também, muito importante no aspecto regulatório é a questão ambiental. A existência de um arcabouço legislativo consistente nos níveis federal e estadual no que diz respeito às questões ambientais, onde cada ator possui claramente seu papel bem delimitado, bem como o que é ou não de sua competência legislar e jurisdicionar foi fundamental para que o investidor enxergasse clareza e confiabilidade para seu capital ali investido. A competência jurisdicional no âmbito federal em relação às questões de proteção ambiental é de caráter mais generalista, estabelecendo condições mínimas e diretrizes gerais para a preservação do meio ambiente, dos recursos hídricos em geral e da qualidade do ar. Cabe à jurisdição dos Estados legislarem de forma mais específica no que tange aos aspectos ambientais e em relação às outras questões inerentes ao setor. De uma forma geral, isso se justifica pelo Federalismo de Estado, forma a qual se organiza a estrutura política do país. A independência dos Estados em relação à administração federal em diversos aspectos permite que cada Estado possa legislar de acordo com suas necessidades específicas nos diversos temas.

No entanto, o aspecto regulatório no que diz respeito à posse do solo, subsolo e dos minerais ali presentes é de ordem nacional. Nos EUA, essa posse é do dono da propriedade, seja ela privada ou pública. No caso de ser privada, do seu proprietário, seja ela pessoa física ou jurídica. No caso de ser pública, da administração pública competente – geralmente federal. Assim, o acesso à água, elemento chave para a atividade de fraturamento hidráulico foi facilitado, sobretudo nas propriedades privadas, maioria no território americano. Isso permitiu o pleno desenvolvimento dessa atividade no setor, além de ter gerado um novo comércio no país: o de água. Muitos fazendeiros passaram a vender água para as empresas de exploração e produção de HNC gerando uma fonte de renda significativa, uma vez que se precisa de grandes quantidades de água para a realização do fraturamento hidráulico.

4. Panorama da Indústria Energética na Argentina

4.1 Demanda Primária de Energia na Argentina:

A composição das fontes primárias de energia na Argentina é dada da seguinte forma: O gás natural e o óleo bruto participam majoritariamente, cada um respondendo com 51,2% e 35,5%, respectivamente. Em terceiro lugar aparecem quase que na mesma proporção a energia hidráulica e a biomassa, com 4,7% e 4,4%, nessa ordem. Posteriormente, surge a energia nuclear, com 2,7% e, por fim, o carvão mineral, com 1,5% (SECRETARÍA DE ENERGÍA, 2012). Em 2012 na Argentina a produção de petróleo⁴⁶ foi de 723 MMbbl/d e a de gás natural atingiu a casa dos 1,3 Tcf. Isso coloca o país como o maior produtor de gás natural e um dos mais importantes produtores de petróleo na região Sul Americana (EIA, 2012; MARES, 2013).

Portanto, juntos, os hidrocarbonetos representam na composição das fontes primárias de energia na Argentina um total de 86,7%. Tomando apenas a geração de energia elétrica, o gás natural e o petróleo representam juntos mais de 70% dessa geração (EIA, 2012; SECRETARÍA DE ENERGÍA, 2012). Em 2009, dos 3,5 quadrilhões de BTU (ou Quad) de energia primária total produzido no país, a Argentina consumiu em torno de 95% desse montante – 3,3 Quad (EIA, 2012; SECRETARÍA DE ENERGÍA, 2012).

O gás natural é majoritariamente utilizado na geração elétrica (33%), no setor industrial (28%) e no consumo residencial (24%). Sua utilização vem crescendo significativamente no setor de transportes, ainda dominado majoritariamente pelo consumo de derivados de petróleo, que respondem por grande parte do restante da demanda do país. Hoje o gás natural responde por 7% da demanda deste setor, com o gás natural comprimido (GNC) movendo quase dois milhões de veículos (EIA, 2012; MARES, 2013). O setor de transportes é o responsável por quase metade do consumo total de energia final no país.

⁴⁶ Óleo, condensado e líquido de gás natural.

4.2 Breve Histórico da Política Energética na Argentina no século XX

A ocorrência de petróleo no território argentino é conhecida desde a colonização espanhola, onde era basicamente utilizado para calefação. A partir de 1880 empresários locais⁴⁷ tentaram, sem sucesso, realizar as primeiras produções em escala comercial. Entretanto, a primeira vez em que se realmente produziu petróleo de forma comercial na Argentina foi a partir do ano de 1907, na Bacia do Golfo de San Jorge, em Comodoro Rivadávia, localizado na Patagônia⁴⁸ (CAMPOS, 2007; SECRETARÍA DE ENERGÍA, 2012). Uma equipe de perfuração do governo nacional, ao perfurar o solo em busca de água, encontrou o chamado “ouro negro”, que fora produzido e utilizado localmente no abastecimento da companhia ferroviária nacional.

Somente em 1910, três anos após a descoberta, é que fora criada uma empresa estatal para administrar a produção. Entretanto, essa empresa não obteve êxito em função de uma grande descentralização de poder que tomava conta da administração do país à época, dado por interesse de elites locais – províncias – em administrar suas próprias jazidas⁴⁹, além do interesse dessas elites de manter o comércio com os ingleses, sobretudo, através de um mercado aberto. Nesse momento, o liberalismo era predominante nessas elites (OLIVEIRA & JACOMO, 2012 *apud* CAMPOS, 2007; SECRETARÍA DE ENERGÍA, 2012). Essas elites acreditavam ser essa a vocação do país – agroexportadores – e resistiam fortemente à intervenção do Estado nacional nos rumos da economia⁵⁰ (GUIMARÃES 1997).

Com a I Guerra Mundial, o petróleo passou a ser um elemento estratégico para suas economias⁵¹, apesar de ter sido somente após a II Guerra Mundial que ele ganhou

⁴⁷ Empresários, produtores, arrendatários, etc.

⁴⁸ Nesta região, a cidade de Comodoro Rivadávia foi precursora nesta atividade, na província de Chubut, sendo conhecida como a “Capital nacional do Petróleo”.

⁴⁹ Nesse momento, as províncias possuíam a propriedade dos hidrocarbonetos que fossem encontrados sob sua territorialidade.

⁵⁰ Essa cultura explica, em partes, o porquê de a Estatal argentina nunca ter desfrutado do monopólio sobre as atividades do upstream e downstream.

⁵¹ Vale lembrar que Winston Churchill utilizou-o como “arma” ao converter sua frota de navios a carvão para óleo diesel a fim de conferir maior autonomia em alto-mar à frota, pois o carvão gera menos energia por unidade do que o petróleo, precisando, portanto, de menos mão de obra nas caldeiras e disponibilizando, consequentemente, mais homens para a guerra (JOHNSON, 2010).

destaque⁵². O fim desta Guerra marcou a transformação da política petrolífera no mundo e também no país naquele momento. A fragilidade do país em relação ao suprimento interno de energia ficou evidente, o que obrigou ao governo priorizar a industrialização e o autoabastecimento energético como metas a serem atingidas através de políticas públicas para o setor energético (CAMPOS, 2007; GUIMARÃES, 1997). Em 1922, o governo argentino do então presidente Hipólito Yrigoyen criou a YPF, a primeira empresa estatal para o setor na América do Sul⁵³. A empresa, originalmente, ficaria responsável pela exploração & produção (E&P) – segmento upstream –, transporte e refino, além do transporte e comercialização de derivados internamente – segmento downstream (OLIVEIRA & JACOMO, 2012 *apud* GUIMARÃES, 1997).

A fragilidade do capital nacional que, inicialmente, financiou o segmento upstream, mostrou a sua falta de competitividade frente ao capital privado internacional, principalmente em relação ao risco associado à atividade exploratória, que acabou entrando de forma decisiva, dominando o setor no país, subvertendo o capital privado nacional. Mais uma vez, a criação da empresa não rendeu os frutos esperados. No entanto, não fora descontinuada como a primeira.

Para a cúpula de governo à época esses acontecimentos indicavam que a indústria petrolífera nacional poderia vir a ser dominada pelas grandes corporações multinacionais (CAMPOS, 2005). Isso ficou claro quando, em 1935, 60% da produção nacional advieram de empresas do segmento privado, sobretudo internacional. Desde sua criação até 1935 a YPF operou em competição com empresas privadas como a Shell, Esso e ASTRA – essa última, de capital privado nacional (KOZULJ & BRAVO, 1993).

A partir de então a Argentina passou a sofrer com sucessivas crises políticas internas que foram determinantes para a instabilidade da questão energética no país. Reflexo disto foi que o país registrou cinco “Leis de Hidrocarbonetos” diferentes em pouco mais de meio século, refletindo certa instabilidade político-institucional por parte da administração pública. Foram vários períodos de inconsistências entre políticas públicas

52 Em função de sua facilidade de produção, transporte e uso;

53 A segunda empresa a ser criada foi a PEMEX, Petróleos Mexicanos, no ano de 1948, no governo de Lázaro Cárdenas no contexto de elevada produções no território mexicano por parte das empresas estrangeiras através de um processo de nacionalização de ativos por parte do governo.

para o desenvolvimento de uma indústria verdadeiramente nacional e interesses de grupos locais, sobretudo das províncias que, naquele momento, detinham soberania sobre as jazidas petrolíferas, que culminaram em enormes distorções internas. Em 1935, aprovou-se a Lei nº. 12.161/35, a primeira Lei de HC, que conferia à estatal YPF maior hegemonia sobre as atividades do setor, causando arrefecimento dos investimentos estrangeiros no segmento. Isso acarretou uma queda significativa no segmento de E&P por parte dessas empresas que, em 1954, respondiam por somente 16% da produção interna total. Estas empresas passaram então, a investir no segmento de refino, que conferia à época maior margem ao capital investido através de agregação de valor, e na comercialização do petróleo (CAMPOS, 2007).

Durante o primeiro governo de Juan Carlos Perón (1946-1955), em 1949, uma nova constituição é elaborada e modifica de forma crucial a legislação petrolífera. Até então, eram as províncias que detinham soberania sobre as jazidas no território nacional, conforme a Lei nº. 12.161/35. Nessa reforma, as jazidas de petróleo passaram a ser recursos inalienáveis e imprescindíveis à Nação, o que esvaziava o poder das províncias locais (CAMPOS, 2007). Com o golpe de Estado que derrubou Péron, essa constituição foi desfeita.

O governo que o sucedeu, de Arturo Frondizi (1958 a 1962), também foi marcado por instabilidades e contradições. Sob a promessa na campanha presidencial de conferir ao país o monopólio estatal no setor, anunciou a criação de uma nova Lei de Hidrocarburos, a Lei nº. 14.773/58, que modificava a sua anterior e proibia expressamente a outorga de concessões a particulares. Entretanto, contraditoriamente, foi anunciada a criação do primeiro consórcio petrolífero exploratório com empresas privadas europeias e americanas, com contratos de até 40 anos entre as partes. Ao final de 1962, Frondizi foi deposto com um golpe militar e os contratos firmados até então foram cancelados no governo constitucional de Arturo Illia (CAMPOS, 2007).

Um novo golpe militar ocorreu em 1966 e alterou novamente a política energética para a indústria do petróleo na Argentina. Aprovou-se no ano seguinte uma nova Lei de

Hidrocarburos – Lei nº. 17.319/67⁵⁴ – que substituiu à anterior, permitindo um grande crescimento dos lucros das empresas privadas através da produção intensiva nas jazidas já descobertas. De 1967 a 1972 foram concedidas 21 permissões de exploração. Apesar de seu retorno à presidência em 1973 através de eleições, Perón não concluiu seu mandato por conta de seu falecimento, abrindo uma precedente crise institucional do governo argentino, que retomava até 1976 as condições favoráveis à YPF. No entanto, essa crise gerou um novo golpe de Estado pelos militares, desorganizando novamente a política energética do país (CAMPOS, 2007). Vale observar, entretanto, que, apesar de ter novamente desorganizado a política energética do país com a queda de Perón, a Lei de HC que fora criada em seu governo permanece até hoje vigente em grande parte, embora tenha sofrido diversas modificações ao longo dos anos.

Com o advento dos governos militares na América do Sul, o endividamento dos países da região cresceu em escala exponencial. Na Argentina, por exemplo, o endividamento chegou a 504% de comprometimento das contas públicas. O endividamento da YPF chegou aos 2000% por conta de políticas forçadas para levar ao seu esvaziamento. Dentre elas, podemos citar (CAMPOS, 2007):

- A empresa fora obrigada a comprar seu próprio petróleo dos concessionários e revender produtos refinados a preços inferiores aos seus custos de produção⁵⁵;
- Manter salários artificialmente baixos, forçando um êxodo dos profissionais às empresas privadas emergentes;
- Utilizar de preços politicamente manipulados para seus produtos, e;
- Utilização dos meios de imprensa no geral para formar na opinião pública uma imagem artificial de ineficiência e privilégios.

⁵⁴ Para maiores informações, ver: <http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas/17319.htm>

⁵⁵ Isso significa práticas de preço (P) abaixo do seu custo marginal de produção (CMg), o que aufera a qualquer empresa, um lucro negativo ($P < CMg$). Para uma empresa obter, pelo menos, lucro zero, na hipótese de concorrência pura ou perfeita (CPP), ela precisa que seu CMg seja, no limite, igual ao seu custo médio (CMe) / ($CMg \geq CMe$), dado um nível de preço de mercado igual ou maior que o CMe ($P \geq CMe$). Caso isso não ocorra, a empresa aufera prejuízos, não conseguindo custear seus custos variáveis médios (CVMe) como, por exemplo, o aluguel de seus equipamentos ou arrendamento da terra. Para maiores informações a respeito da teoria dos custos e da firma, ver Teoria do Produtor e Equilíbrio Parcial em: Varian, 2007.

Essas ações criaram um déficit operacional de 400 milhões de dólares e um patrimônio líquido negativo da empresa. Com o fim do período militar, dois problemas caracterizavam a indústria naquele momento: o primeiro, de ordem econômico-financeira, foi que o capital para repor as dívidas da empresa nunca fora remetido a ela. O segundo ponto foi a questão da crescente escassez das reservas, cuja relação reserva/produção (R/P) era de 14 anos, dada à falta de investimento em pesquisas para ampliação das mesmas – questão de infraestrutura e tecnologia (OLIVEIRA & JACOMO, 2012 *apud* CAMPOS, 2007; SCHEIMBERG, 2008).

Tentou-se então a criação de três planos com forma de recuperar os investimentos para desenvolver as reservas já descobertas e prospectar novas áreas.

O primeiro foi o “Plano Houston”, em 1985, que visava atrair investimentos para aumentar o nível das reservas. O segundo, em função do fracasso parcial do primeiro, que fora lançado dois anos após, em 1987, foi o “Plano Huergo”, que procurou aumentar a produção da YPF. O terceiro foi o “Plano Comodoro Rivadávia”. Esse buscou fortalecer as atividades exploratórias da empresa nas suas próprias áreas e também aumentar a produção das áreas que estavam sob concessão das empresas privadas. Isso foi feito através da realização de estudos para a desregulamentação do setor no país. Adicionalmente ao “Plano Comodoro Rivadávia”, fora incorporado o chamado “Plano Olivos I”, que fixou os preços da produção básica em um patamar compatível com os valores vigentes no mercado, à exceção da produção excedente, onde os preços praticados ficariam em 80% do preço internacional (OLIVEIRA & JACOMO, 2012 *apud* CAMPOS, 2007; SCHEIMBERG, 2008).

No entanto, esses três planos não obtiveram o sucesso esperado e o “Plano Olivos II” – ou Petroplan –, considerado o mais radical em seus objetivos e execuções, veio substituí-los desregulamentando, de fato, a indústria petrolífera na Argentina. Como resultado de todo esse processo, o governo argentino apontou como solução a privatização da YPF na década de 1980.

4.2.1 A Privatização da YPF

Dada as difíceis condições operacionais em que a estatal YPF se encontrava em função de políticas de esvaziamento praticadas pelos governos a única saída apresentada pelos mesmos era a privatização da estatal⁵⁶. Para isso, o governo alegou, por exemplo, ineficiência e superdimensionamento do Estado na administração da empresa, elevadíssima dívida e ausência de recursos para realização de investimentos para aumentar suas reservas, além de um desempenho insatisfatório no segmento de *upstream*⁵⁷. Tudo isso não permitia, segundo o próprio governo, que fosse adotada uma política energética correta por parte do Estado (CAMPOS, 2007; SCHEIMBERG, 2008). De fato, esse discurso se mostra contraditório na medida em que o próprio governo executou ações que levaram a empresa à falência intencionalmente.

O momento histórico-geopolítico à época das décadas de 1980 e 1990 tinha como pano de fundo, no contexto internacional, um cenário de elevadas dívidas externas por parte dos países da região sul-americana – que ficou conhecida como “década perdida” na América Latina, além da tentativa por parte da Arábia Saudita de retomar seu poder de mercado na formação dos preços do petróleo (o conhecido contrachoque do petróleo), perdido em função das iniciativas de diversificação das matrizes mundiais como resposta aos dois grandes choques do petróleo na década de 70 (1973 e 1979). No cenário interno, o governo do então presidente eleito em 1989, Carlos Menem, sofria com os processos hiperinflacionários que instabilizavam a economia nacional. Esse contexto, sobretudo a variável dos cenários de preços promovida pelo contrachoque do petróleo, levou os governantes do país a um problema de *misperception*⁵⁸ nos seus processos de tomada de decisão.

⁵⁶ As políticas neoliberais que caracterizavam o governo Menem também foram fatores importantes para a privatização.

⁵⁷ Chegou-se a vender para a Shell o cru por 30% a menos do seu valor de mercado.

⁵⁸ O conceito de misperception está relacionado ao campo das relações internacionais e procura explicar os erros de cálculos cometidos pelos agentes dentro de um contexto de guerra. Segundo o conceito, os estados nacionais são comandados por seres humanos que, por sua vez, sofrem influência de processos psicológicos e cognitivos na suas tomadas de decisão. Esses fatores são limitantes e podem provocar nos agentes um mau dimensionamento das capacidades da outra parte envolvida no contexto. Com isso, um Estado pode subestimar ou super estimar as capacidades do outro, gerando uma situação beligerante.

A *misperception* nas relações internacionais é, sobretudo, estudada por JERVIS (1976), no livro *Perception and Misperception in International Politics*. Neste estudo, ele retoma os estudos dos níveis de análise apresentados originalmente por WALTZ (1959), na obra *Man, the State and War: A Theoretical Analysis*. Neste livro, Waltz propõe três níveis de análises para compreender o sistema internacional. O primeiro nível é o do indivíduo e suas percepções; o segundo nível é o nível do Estado e de seus governantes que o compõe; e o terceiro nível é o nível do sistema internacional.

A partir disso, JERVIS (1976) introduz o conceito de percepção cognitiva atrelada aos níveis de análise de Waltz, dividindo-os em duas categorias: a percepção psicológica e a operacional. Na primeira, a psicológica, o mundo é visto como ator. No segundo, o mundo é o lugar o qual os atores do sistema internacional interagem. Portanto, sob um aspecto o mundo é ator e sob o outro, agente.

Através de interações múltiplas dos diversos atores do sistema, os indivíduos apreendem determinadas percepções de acordo com os eventos que ocorrem ao longo da história a partir de uma memória cognitiva. Assim, os eventos históricos, segundo ele, podem explicar muitos dos comportamentos dos indivíduos no futuro, na busca de entender ou prever as ações a serem tomadas no nível internacional e/ou no nível estatal.

Nesse sentido, o cálculo custo-benefício para os tomadores de decisão se baseavam em análises históricas, o que mostrou-se equivocado no referido cenário. Naquele momento, o mundo passava por um cenário de relativa baixa na demanda por petróleo, que se traduzia nos baixos preços praticados por barril no mundo, em função das recentes dificuldades enfrentadas nos choques do petróleo representado pelo aumento ao estímulo de produção de fontes alternativas de energia, uso eficiente dos insumos energéticos e diversificação de matrizes energéticas mundiais. Além disso, também foi considerado que o petróleo seria uma mera *commodity*, onde seu preço no mercado seria mais influenciado por seu valor econômico (valor atual presente) do que seu valor estratégico (CAMPOS, 2007), o que se mostrou equivocado com o passar dos anos. De fato, as duas variáveis influenciam sua cotação.

Houve, portanto, um equívoco no cálculo “custo-benefício” em termos de subdimensionamento do caráter estratégico e do papel geopolítico que o petróleo possuía e viria a possuir no futuro.

Esses fatores, alinhados aos princípios da cartilha neoliberal do Consenso de Washington, que foram seguidos à risca pela Argentina, culminaram com a privatização total do setor de petróleo na Argentina. Dentre esses princípios, os mais notáveis são o de que a propriedade privada se mostrava mais eficiente em relação ao Estado e a diminuição do peso deste sobre a economia – princípio do Estado-Mínimo (desregulamentação) – aumentavam a concorrência e elevava o grau de investimentos (SCHEIMBERG, 2008)

Assim, o país entregou a maior parte de sua infraestrutura de produção nas mãos da iniciativa privada (SCHEIMBERG, 2008; OLIVEIRA & JACOMO, 2012).

O gráfico abaixo mostra a variação dos preços do petróleo de 1980 até os dias atuais no mercado spot⁵⁹. Os parâmetros são os preços do barril do petróleo tipo West Texas Intermediate (WTI) e Brent, os dois principais petróleos marcadores de preço no mercado internacional.

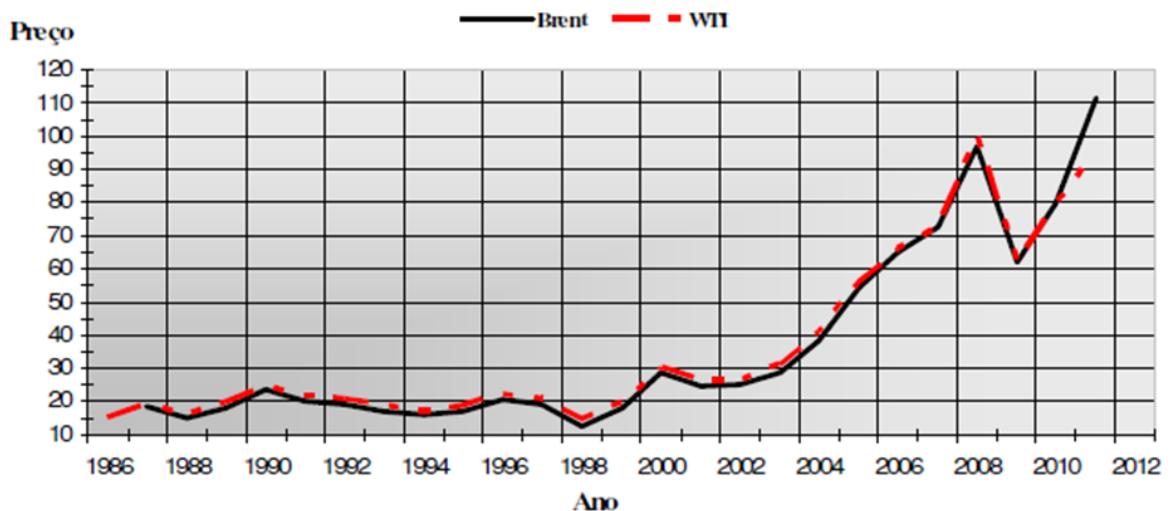


Figura 16 – Histórico de Preços de Petróleo 1996 - 2012

Fonte: Elaboração Própria, com base em dados do USGS, 2012.

⁵⁹ O termo spot, ou de balcão, é usado nas bolsas de mercadorias para se referir à negócios realizados com pagamento à vista e pronta-entrega de mercadoria, em oposição ao mercado futuro ou a termo. Um exemplo de mercado spot é o mercado de petróleo do Porto de Roterdã.

Dessa forma, a privatização da empresa YPF ocorreu sob a tutela do então presidente Carlos Menem. A apropriação do termo *misperception* dá-se na medida em que o governo, ao dimensionar de forma equivocada o caráter estratégico do petróleo, subestimando-o, independentemente do momento de queda/subida dos preços e da sua representatividade, relegou-o a segundo plano, realizando, assim, grandes desinvestimentos no setor petrolífero do país.

No setor exploratório, o governo Menem se resumiu a auditar as reservas nacionais através da consultoria norte-americana Gaffney, Cline y Asociados, que acabou subdimensionando as reservas existentes em 28%⁶⁰, anular o Plano Houston e lançar o Plano Argentina (GUIMARÃES, 1997). A tabela abaixo mostra esse resultado subdimensionado em relação às reservas comprovadas pela YPF:

⁶⁰ Segundo dados da auditoria, as reservas auditadas em 1989 eram de 249 milhões de m³ de petróleo e 537 bilhões de m³ de gás natural.

Tabela 2 - Subdimensionamento em Relação às Reservas Comprovadas pela YPF

Ano	Produção Nacional MM m ³	Reservas Nacionais MM m ³	R/P (Anos)
1989	26,7	344,6	12,9
1990	28	249,6	8,9
1991	28,6	267,6	9,4
1992	31,9	320,7	10

Fonte: Elaboração própria com base em dados de CAMPOS, 2007

Tabela 3 – Comparaçāo Entre Total de Reservas de Petróleo YPF e Consultoria

	Reservas de Petróleo YPF (MM m ³)	Reservas de Petróleo Consultoria (MM m ³)	Variação	Δ
Total Nacional	344.209.000	245.621.000	-98.588.000	- 28,64%
Bacia Neuquina	87.938	71.765	-16.173	- 18,39%
Bacia Golfo de San Jorge	138.004	80.583	-57.421	- 41,61%
Bacia Austral	48.863	35.758	-13.105	- 26,82%
Bacia Cuyana	33.543	31.713	-1.830	-5,46%
Bacia do Noroeste	35.861	25.862	-9.999	- 27,88%

Fonte: Elaboração própria com base em dados de CAMPOS, 2007

Em relação à questão do subdimensionamento das reservas, esse elemento foi crucial para que a empresa fosse vendida a um preço abaixo do que de fato valia no mercado⁶¹.

O “Plano Argentina” reintroduziu o sistema de concessões à exploração, retirando o Estado do papel central na questão da indústria de petróleo nacional. Através dele ofereceram-se mais de 180 áreas offshore e onshore em bacias produtivas e não-produtivas. Pelo modelo de concessão, a partir do descobrimento de gás ou petróleo, os produtores disporiam livremente de suas produções, se restringindo somente ao pagamento dos royalties sob a receita bruta da exploração⁶² e os impostos referentes ao lucro de toda a atividade comercial (OLIVEIRA & JACOMO *apud* CAMPOS, 2007).

Houve, ainda, a liquidação de patrimônios da empresa Interpetrol, uma trading onde a YPF possuía 49% de ações. Venderam-se também equipamentos indispensáveis ao processo de E&P, na fase de prospecção de reservas, como sondas de perfuração e registros sísmicos.

Ademais, o Decreto nº. 2.778/90 transformou a YPF Sociedad Del Estado⁶³ em YPF Sociedad Anónima, regida sob os termos da Lei nº. 19.550/84, onde essa empresa seria uma empresa de hidrocarbonetos integrada, econômica e financeiramente equilibrada, rentável e com uma estrutura de capital aberto (CAMPOS, 2007) – na tentativa de torná-la uma empresa verticalizada e com envergadura no segmento petrolífero. Em seguida, pela Lei nº. 24.145/92 o capital da YPF S.A. foi privatizado, pois enquanto a maioria de seu capital pertencesse ao Estado, não seria aplicável a ela a Lei anterior. Também por essa lei, ocorreu a federalização dos hidrocarbonetos, transferindo sua soberania definitivamente às províncias locais da Nação. Essa Lei de 1992 passou ao governo todas as dívidas da YPF acumuladas até 31 de dezembro de 1991, sendo paga pelos lucros auferidos nos três anos anteriores. Assim, após a desregulamentação do setor no país, a empresa foi liquidada sem nenhuma dívida em caixa (CAMPOS, 2007).

⁶¹ Além do subdimensionamento das reservas já citadas, outras áreas exploratórias de gás natural também foram repassadas subdimensionadas por conta da incerteza associada ao preço futuro do gás e aos custos de operação e utilização das facilities existentes (CAMPOS, 2007, p. 95).

⁶² De acordo com a Lei nº. 17.319/67, os percentuais eram de 8% a 12% do valor total da produção bruta.

⁶³ Nome dado na Argentina às empresas que têm capital na mão do Estado

Pode-se, portanto, dividir a privatização da YPF em dois grandes momentos, a saber: o primeiro, onde buscou aumentar a eficiência produtiva da empresa, procurando torná-la mais integrada e vertical com maior participação no mercado. O segundo, onde modificou-se a estrutura do capital social da empresa, realizando o chamado “saneamento” da estatal (CAMPOS, 2007).

Em 1993 houve a venda dos 43% das ações da YPF para o setor privado. Em 1998, depois de inúmeras mudanças, a composição acionária se deu da seguinte forma: 4% Perez Companc; 2% Fundos Francia; 8% Fundos Reino Unido; 7% Citicorp; 5% províncias produtoras; 20% Nação Argentina; 8% bancos nacionais e Administradoras de Fundos de Aposentadoria e Pensão (AFPJ); 0,4% ex-funcionários; e 46% Fundos de Investimento dos Estados Unidos (CAMPOS, 2007).

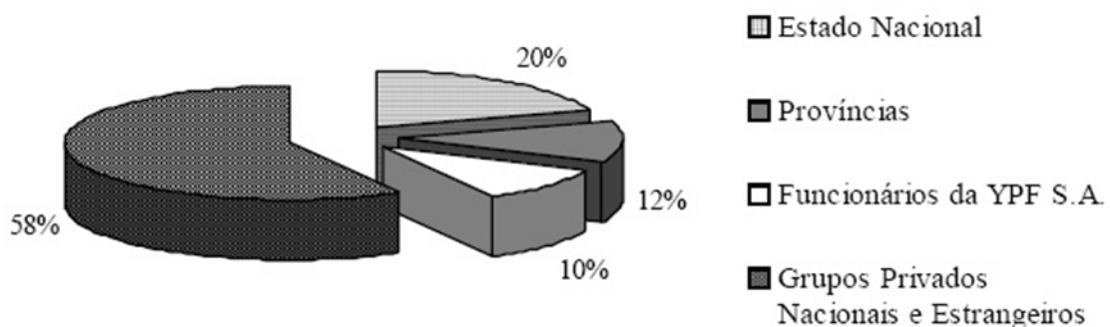


Figura 17 – Ações da YPF S.A. após a Privatização em Julho 1993

Fonte: CAMPOS *apud* KOZULJ, 2002.

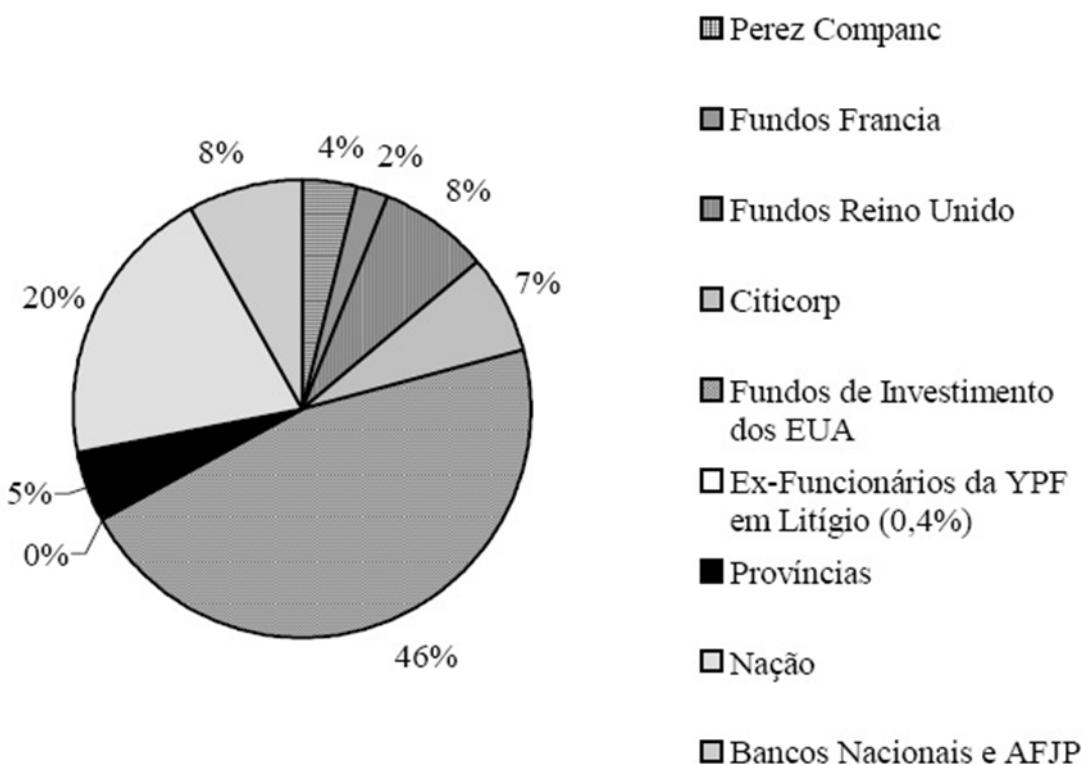


Figura 18 – Divisão das Ações da YPF S.A. por Grupo – Até 1998

Fonte: CAMPOS *apud* KOZULJ, 2002.

4.2.2 A Compra da YPF S.A. pela Repsol

Em um primeiro momento, o Estado vendeu 14,99% da YPF S.A. para a companhia espanhola Repsol. Já em 1999, a empresa adquiriu 83,24% da petroleira, comprando parte das ações do Estado – este ficando apenas com as ações ouro, que lhe permitem participação no Conselho Administrativo e direito de autorizar a venda de ações da Repsol para terceiros – e dos outros acionistas privados⁶⁴ (CAMPOS, 2005).

Em 2007, o Grupo Petersen, um conglomerado argentino de empresas sob o comando da família Eskenazi, comprou parte da YPF S.A., e essa movimentação teve

⁶⁴ Dentre os problemas que a compra total da YPF S.A. pela Repsol ocasionou foi a concentração nas mãos de apenas uma empresa, em um contexto onde se propunha a abertura do mercado e do setor para a livre concorrência. Vale ressaltar que Néstor Kirchner, então governador de Santa Cruz, e Cristina Kirchner foram a favor da venda da sociedade anônima para a Repsol (CAMPOS, 2007).

prosseguimento nos anos subsequentes, até 2011, tornando-o um dos maiores acionistas da empresa. O Estado Argentino detinha menos de 1% do controle da YPF nesse momento.

4.3 A Situação Energética Atual na Argentina – Petróleo e Gás

Apesar de já ter sido autossuficiente na produção de petróleo a Argentina hoje importa petróleo e seus derivados. A combinação de níveis relativamente baixos de atividade de exploração, a falta de incentivo à prospecção de novas reservas e o declínio natural dos campos maduros explica a erosão gradual da produção desse insumo desde 1998 – Figura 19. (EIA, 2012; MARES, 2013; BP, 2012). No tocante ao gás natural, Figura 19, a situação é a mesma. A partir dos anos 2000 sua produção começou a seguir a mesma tendência de queda, também sem incentivos por parte do governo nacional durante essa década para a realização de investimentos a fim de repor suas reservas. A Figura 21 mostra o panorama destas reservas recentes no país.

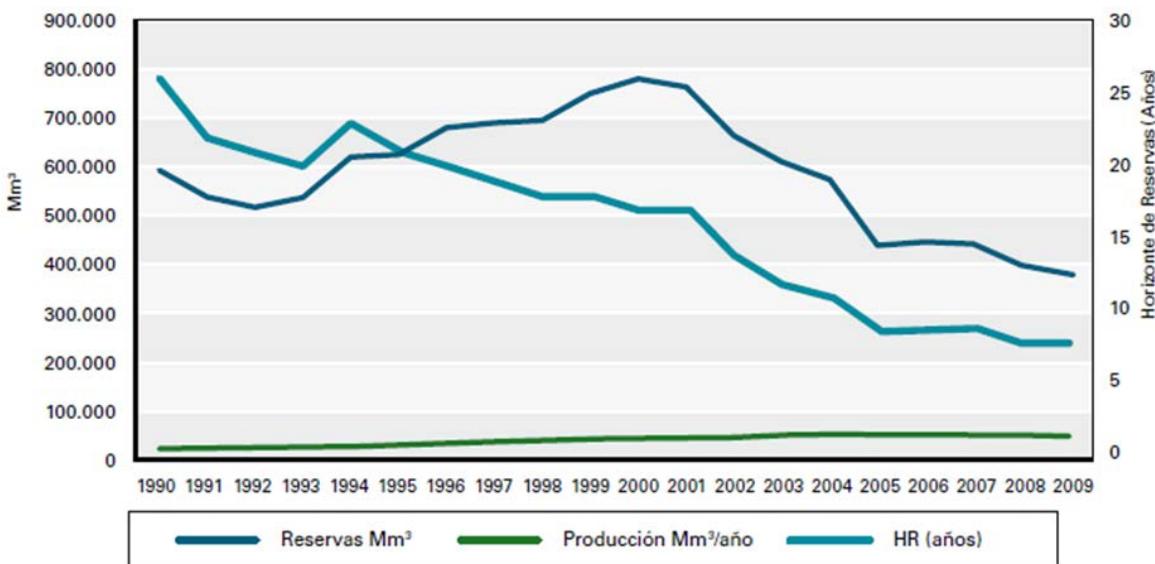


Figura 19 – Produção e Reserva de Petróleo – Argentina

Fonte: CARRIZO, 2010

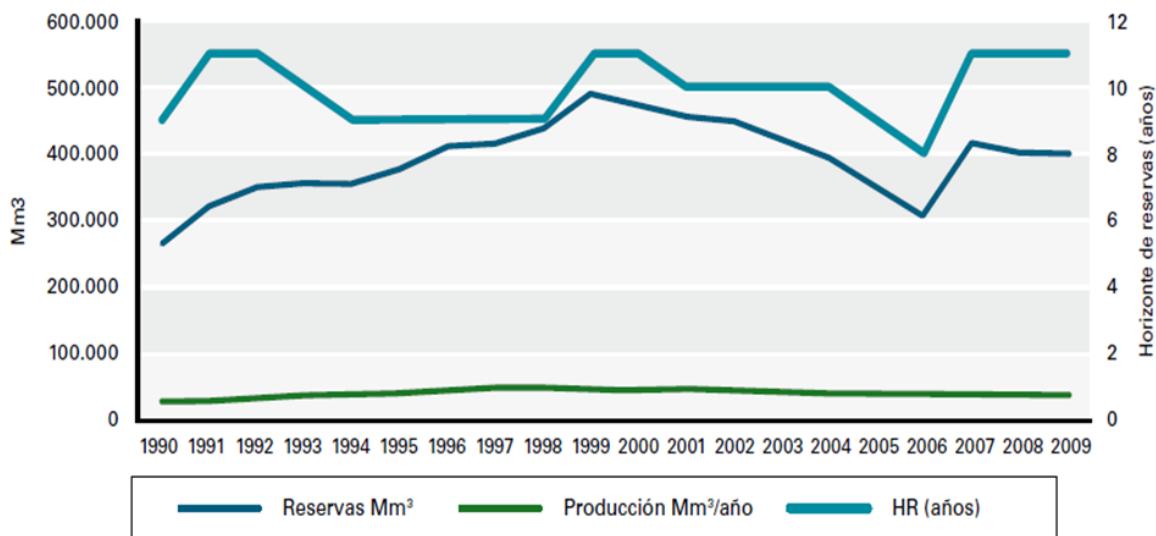


Figura 20 – Produção e Reservas de Gás Natural - Argentina

Fonte: CARRIZO, 2010

	Petróleo		Gas	
	Mm ³	%	MMm ³	%
NOROESTE	7.290	2	61.845	16
CUYANA	33.617	8	925	<1
NEUQUINA	100.316	25	157.611	42
GOLFO SAN JORGE	244.427	62	44.398	12
AUSTRAL	13.647	3	114.041	30
TOTAL	399.297	100	378.820	100

Figura 21 – Reservas por Bacia (sem HNC) até DEZ/2009

Fonte: CARRIZO, 2010

Com isso, o país passou de exportador líquido de gás para seus vizinhos – sobretudo Chile, Uruguai, Brasil e Bolívia – à importador líquido para suprir a demanda interna, uma vez que os níveis de produção do país caíram significativamente desde o pico de produção de gás natural no país até os dias de hoje. (EIA, 2012; SECRETARÍA DE ENERGÍA, 2012).

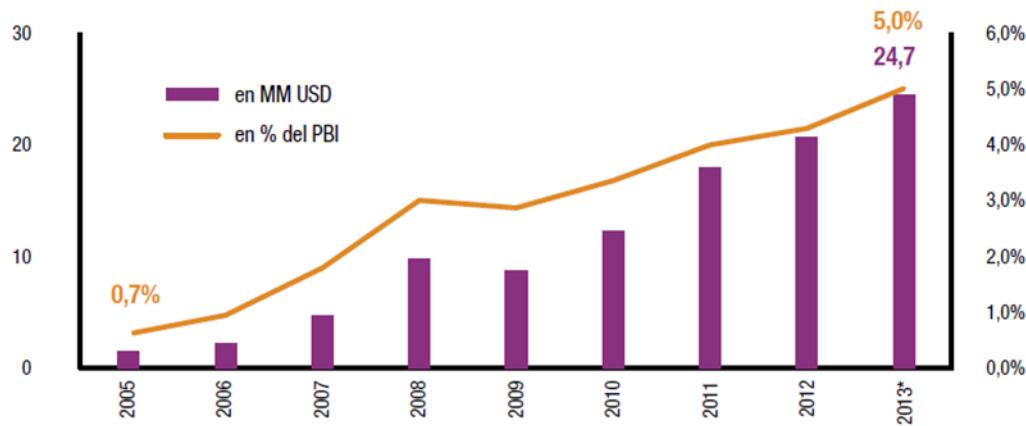


Figura 22 – Subsídios do Setor Público a Empresas na Argentina em Porcentagem do PIB (Bilhões de Pesos)

Fonte: CASTIÑEIRA, 2013

Esses fatores somados levaram a Argentina a um cenário de caos energético nos dias atuais. Os níveis de produção e relação R/P são decrescentes, sobretudo no segmento de gás natural, aumentando sua vulnerabilidade externa pela necessidade cada vez maior de importação de volumes significativos desses insumos, sobretudo via navios de GNL (gás natural liquefeito) para regaseificação em terminais na sua costa para distribuição ao mercado interno (BERTERO, 2012). A ausência de uma política planejada para o setor energético no país durante o século XX, o qual fora marcado por forte instabilidade político-institucional, levou o país a sofrer com uma majoritária dependência do gás natural em sua matriz. A Figura 23 mostra as reservas provadas de gás natural em queda:

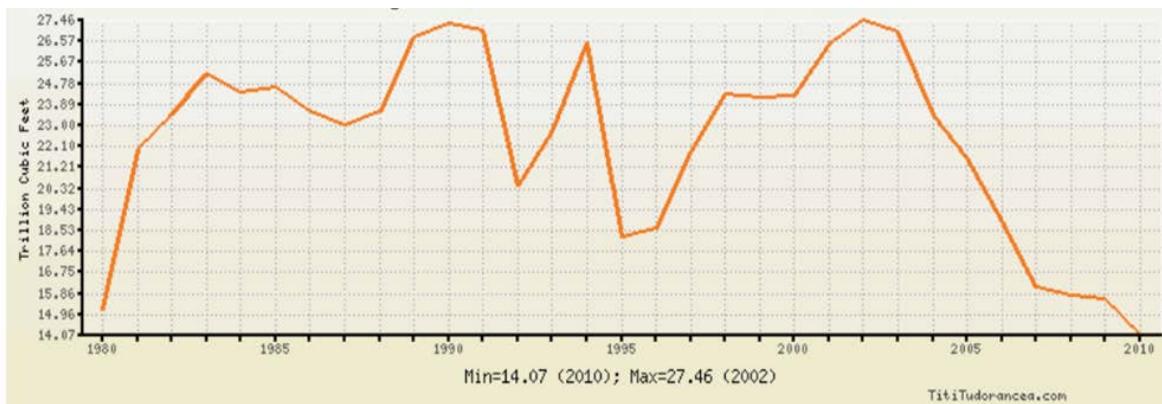


Figura 23 – Reservas Provadas de Gás Natural – Argentina

Fonte: MARES, 2013

Com isso, o país perdeu sua autossuficiência energética e tornou-se voltado de forma precipitada e desordenada (portanto, sem planejamento setorial) à importação de energia. Tornou-se um país vulnerável energeticamente, não sendo capaz de garantir sua própria segurança energética em todas as dimensões (OLIVEIRA & JACOMO, 2012). Após mais de 60 anos decorridos da inauguração da “espinha dorsal” do sistema de gás argentino – o gasoduto Comodoro Rivadávia⁶⁵ – o maior desafio do país hoje no setor energético é reverter a tendência decrescente da oferta de gás natural nacionalmente e evitar o aumento do déficit comercial de seu balanço de pagamentos resultante da constante importação do combustível de outros países e dos subsídios aplicados no setor (BERTERO, 2011). O elevado custo dessas importações é apontado pelos especialistas como um fator que pesa positivamente para favorecer o desenvolvimento dos hidrocarbonetos não convencionais no país (BERTERO, 2011), na medida em que se produzir internamente torna-se muito menos custoso para o país do que continuar importando cada vez mais combustível.

A produção de gás natural seco a partir de fontes convencionais em 2011 foi de 1,4 Tcf, conforme verifica-se na **Figura 24** (BP, 2012; MARES, 2013). Deste total, quase

⁶⁵ Inaugurado em dezembro de 1949 e era tido na época como o maior gasoduto do mundo. Através dele foram promovidas uma política massiva de consumo de gás natural no país, o que colocou a Argentina em segundo lugar mundialmente, atrás somente da Rússia, quanto a participação de gás natural na sua matriz energética.

metade foi proveniente da bacia Neuquina, em sua parte localizada na Província de Neuquén. Quase metade das reservas provadas de gás natural – 42% delas – estão localizada nesta bacia. Os outros 30% estão na bacia Austral e os quase 30% restantes estão espalhados pelas bacias do Golfo de San Jorge, Cuyana e Noroeste (SECRETARÍA DE ENERGÍA, 2012; EIA, 2012). A bacia Neuquina é a maior bacia produtora hoje na Argentina e onde se encontra o maior campo de gás natural em produção do país, Loma de La Lata, operado pela YPF, com 10,8 Tcf em reservas provadas (SECRETARÍA DE ENERGÍA, 2012; EIA/DOE, 2012).

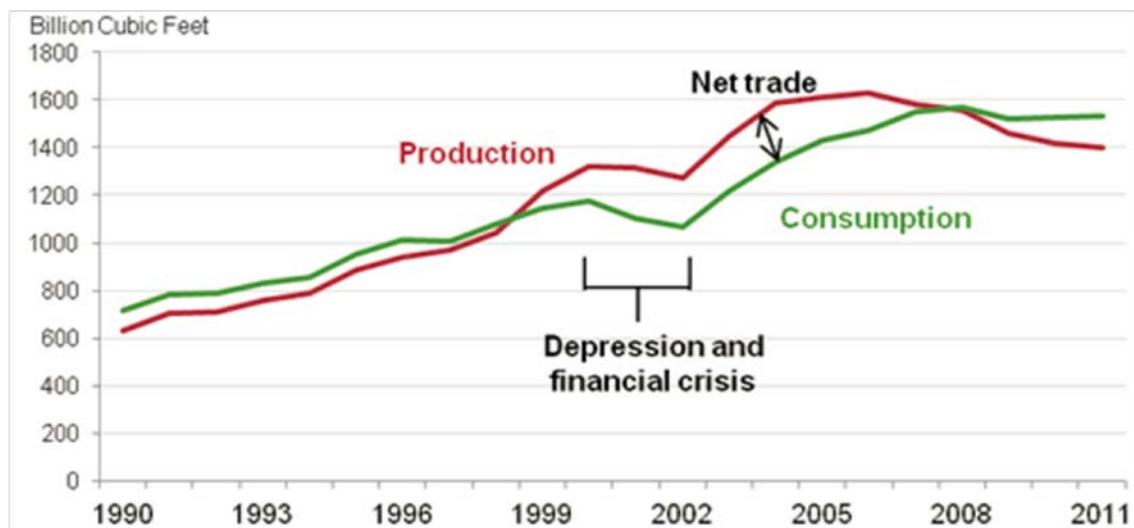


Figura 24 – Produção e Consumo de Gás Natural Seco – Argentina (1991-2011)

Fonte: EIA, 2012

Em comparação com a década de 1970, a participação do gás natural mais do que dobrou. Os atuais 51,2% eram 18,1%, somente. A hidroeletricidade também sofreu um aumento em termos de participação com composição primária de energia do país (Figura 24). Os atuais 4,7% respondiam por apenas 0,5%. No entanto, petróleo e carvão mineral sofreram uma redução da ordem de mais de 50%, pois, em 1970, respondiam, respectivamente, por 71,2% e 3,2% - (SECRETARÍA DE ENERGÍA, 2012).

Nesse sentido, é compreensível a grande participação de termoelétricas a gás e a óleo combustível na geração de energia elétrica na sua matriz (Figura 25). O país possui, ao todo, 45 usinas termoelétricas, que correspondem a 50% de toda a geração elétrica nacional (CASTRO & FREITAS, 2004; RÖTZSCH, 2007).

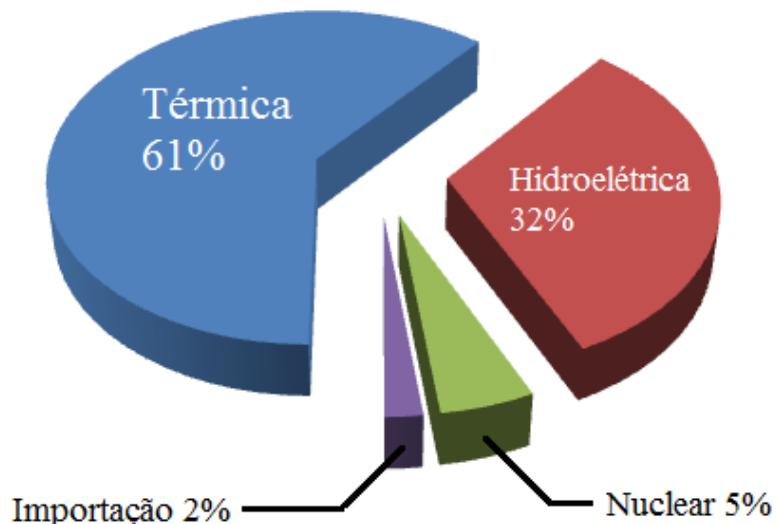


Figura 25 – Matriz de Geração Elétrica – Argentina (2011)

Fonte: Elaboração Própria com base em dados CAMMESA, 2012

O país tornou-se também um significativo importador de energia elétrica dos seus vizinhos sul-americanos, na medida em que não conseguia produzir toda a energia de que o país precisava. Em 2010, importou um total de 2.351 GWh, dos quais 1.203 GWh do Brasil, 711 GWh do Uruguai e 437 GWh do Paraguai (BNAMERICAS, 2012).

Assim, a situação atual da Argentina pode ser descrita como crítica, sobretudo por (LAPEÑA, 2008):

- Não se descobriu nenhuma outra jazida de HC nos últimos 15 anos, sobretudo por não se possuir uma política exploratória com diretrizes claras e pré-

estabelecidas de forma a contemplar o planejamento a longo prazo do país para o setor;

- A produção de petróleo vem decaindo desde 1998 e a de gás natural desde 2004, ambos com uma demanda sempre crescente;
- As exportações de crú são cada vez menores e são cada vez maiores a importação de gás natural, gasóleo e óleo combustível, os quais tornam o país cada vez mais dependentes dessa fonte energética, qual seja os HC;
- A demanda por derivados do petróleo não para de crescer, tendo em 2007 atingido a casa dos 7,26% para o gasóleo e 18% para gasolina, por exemplo;
- Não haver sido construída nenhuma nova refinaria nos últimos anos, sendo as mesmas que operam até hoje no limite de suas capacidades, sem conferir margem ao óleo processado e muito menos na escala necessária para atendimento da demanda interna;
- Não haver crescido a infraestrutura em termos de geração, distribuição, transporte e comercialização no país, sobretudo a infraestrutura de gasodutos e oleodutos para o escoamento da produção no país;

Diante deste diagnóstico negativo, o cenário apresentado pelo Departamento de Energia dos EUA e pela Secretaría de Energía de la Nación Argentina em relação ao gás de folhelho no país aponta na direção de ser uma grande oportunidade para o país conseguir reverter este cenário caso consiga superar essas dificuldades que enfrenta no setor energético, sobretudo nos segmentos de infraestrutura e de exploração e produção (OLIVEIRA & JACOMO, 2012). A grande quantidade de recursos em potencial de gás de folhelho (hidrocarbonetos não convencionais – HNC) existente no subsolo argentino, segundo especialistas, é uma oportunidade única de se desenvolver alguns segmentos no país, como (BERGES, 2011):

- O segmento de P&DI das empresas no país, bem como criar-se uma política de apoio à inovação, ciência e pesquisa aplicada nos campos afins à indústria de O&G como, por exemplo, maior integração entre as Universidades e os agentes do setor público (nacional e provinciais), e privado que participam das atividades de E&P, à luz do que ocorreu na década de 1940;

- Melhorias na logística de distribuição e transporte de gás natural, incremento no número de máquinas e profissionais envolvidos nas atividades de perfuração e completação de poços; melhoria nas bases de apoio e serviços já existentes e sua ampliação; caminhões e compressores, reservatórios para armazenamento da água de perfuração para tratamento e posterior descarte ou reaproveitamento, de acordo com a legislação de cada província e componentes misturados a ela no processo de fraturamento hidráulico;
- Desenvolvimento do setor industrial no país através do estabelecimento de uma política de acesso ao crédito para empresas nacionais para aquisição e produção dos equipamentos necessários para as atividades no segmento;

4.4 O Gás de Folhelho na Argentina

Apesar do cenário energético apresentado acima, a Argentina hoje se depara com um importante elemento estratégico para alavancar o seu setor energético e caminhar em busca da autonomia no setor. Os baixos níveis de produção de petróleo e gás, juntamente com o aumento da demanda por energia no país, são elementos que se somam como fatores propulsores para que a Argentina desenvolva suas fontes de Hidrocarbonetos Não-Convencionais – HNC – sobretudo petróleo e gás natural – em busca da solução desses problemas e para retomar sua autonomia. A maior parcela dos recursos tecnicamente recuperáveis de recursos de gás de folhelho do país, estimados em torno de 802 Tcf, estão localizados na bacia Neuquina, o que coloca a Argentina como a segunda maior dotação de gás de folhelho tecnicamente recuperável do mundo, atrás apenas da China⁶⁶ (EIA, 2013). A formação de Vaca Muerta, localizada nesta bacia, não é o único *play* de recursos de gás não convencional presente no território argentino, porém é o único que está em fase de

⁶⁶ Este relatório de abril de 2013 revisou os dados apresentados na sua primeira edição em 2011. Nesta revisão, as reservas provadas de gás de folhelho nos EUA sofreram uma redução de praticamente metade, saindo de 827 Tcf para 482 Tcf. Em Marcellus Shale essa redução foi ainda maior, de 66%, passando dos antigos 410 Tcf para 141 Tcf. Isso se explica, sobretudo, em função dos níveis avançados de desenvolvimento e produção dos campos de folhelho no país (MARES, 2013). Dessa forma, a Argentina, juntamente com a China, por ainda não possuírem suas reservas desenvolvidas de forma satisfatória para exploração, ficam à frente dos EUA.

prospecção desses recursos atualmente⁶⁷. Além disso, esta bacia possui um nível avançado de desenvolvimento de atividades de E&P em relação aos HC convencionais.

Segundo EIA (2012) e SECRETARÍA DE ENERGÍA (2012), apenas em Vaca Muerta a estimativa indica um total de 308 Tcf de recursos tecnicamente recuperáveis de gás de folhelho, o que representa 38,4% do total desses recursos no país (Figura 26). A magnitude desta descoberta pode ser inferida se compararmos Vaca Muerta com *Loma de la Lata*, principal e maior campo em produção de gás natural convencional no país (descoberto na década de 1980 e hoje responsável pelo abastecimento de 25% de toda a demanda de gás do país). Vaca Muerta representa, em Tcf, o equivalente a 30 vezes *Loma de la Lata*, que possui como reserva provada 10,8 Tcf (Figura 27). No entanto, para que isso ocorra, diversos fatores precisam ser levados em conta, que serão levantados mais à frente.

⁶⁷ Exxon, Shell, Pan American Energy, America Petrogas e Repsol/YPF (antes de sua nacionalização pelo governo argentino) começaram a prospectar a região para explorar gás de folhelho (MARES, 2013).



Figura 26 – Quantidade de Recursos de Gás de Folhleho por Jazidas – Argentina (Tcf)

Fonte: Secretaría de Energia, 2013



Figura 27 – Comparatção entre Volume de Gás Existente em Vaca Muerta e Loma de la Lata em Tcf

Fonte: Secretaría de Energia, 2013

Cabe ressaltar que os recursos declarados como recuperáveis no relatório do EIA (2013) enquadram-se na categoria “teoricamente recuperáveis”, ou seja, recursos que poderiam ser produzidos com o atual estado da arte da tecnologia, independentemente das condições de economicidade dessa produção (preços do petróleo e do gás e dos seus custos de produção, por exemplo). De acordo com MAUGERI (2004), recurso é a quantidade total existente de um mineral em todo o planeta, desconsiderado o acesso a esse recurso e a viabilidade de extração de qualquer percentual do mesmo. O conceito de reserva, ou chamado também de recurso recuperável, é a parcela deste recurso que é técnica e

economicamente viável de ser explorado. Portanto, um conceito variável no tempo (MALAGUETA, 2009).

A outra categoria são os recursos “economicamente recuperáveis”, ou seja, a parte desses recursos tecnicamente recuperáveis que podem ser produzidos de forma lucrativa, com condições econômicas de viabilidade (economicidade), em condições de mercado em um dado momento. Para se produzir esses recursos economicamente recuperáveis se faz crucial que três fatores sejam observados: os diversos custos de perfuração e cimentação de poços, a quantidade de petróleo ou gás natural produzido a partir de uma média de produção de determinado campo e os preços do barril de petróleo, bem como seus custos em dado momento (EIA, 2013).

As outras bacias onde há presença de recursos de gás de folhelho na Argentina são as bacias de *Golfo de San Jorge* e *Austral*. Porém em ambas não há registros de quaisquer atividades de prospecção para exploração desse tipo de gás não convencional. A Bacia do Paraná não apresenta nenhuma ocorrência significativa (ARI, 2013).

Para fins deste trabalho, a bacia considerada na análise será a bacia Neuquina, em função da sua relevância e peso em relação às demais no país em termos de ocorrência de gás de folhelho. A Figura 28 e a Figura 29 apresentam as formações sedimentares no país e as bacias de HNC.



Figura 28 – Formações Sedimentares – Argentina

Fonte: EIA, 2013

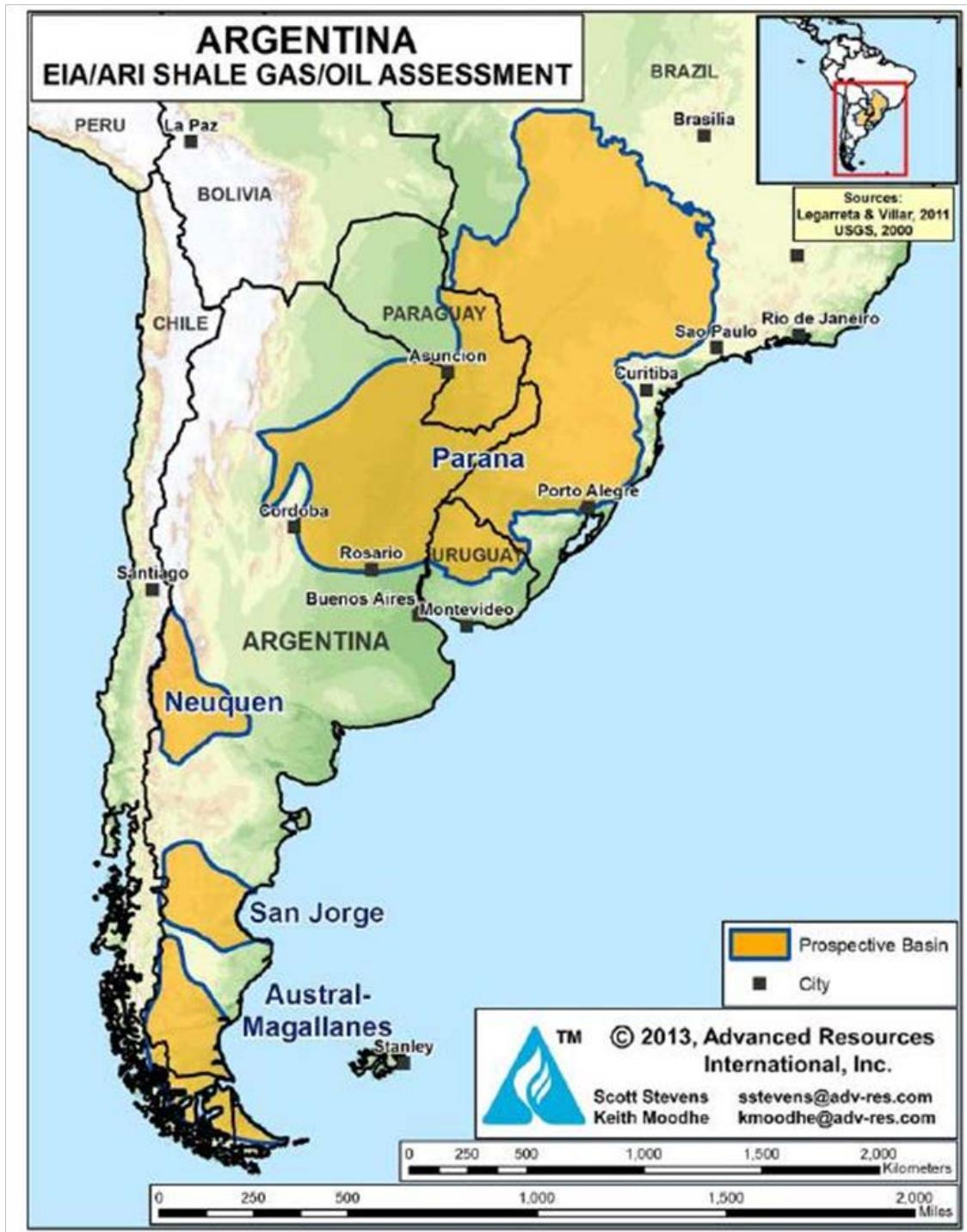


Figura 29 – Bacias de Gás / Óleo de Folhelho na Argentina

Fonte: EIA, 2013

A Bacia Neuquina se estende pela região central do Chile e pelo centro-oeste da Argentina (lado leste dos Andes) e compreende uma área de mais de 120.000 km² e até 4.000 m de estratigrafia. Está compreendida nos territórios de quatro províncias: Neuquén, La Pampa, Río Negro e Mendoza, sendo o território de Neuquén onde há a maior ocorrência de petróleo e gás e onde também se tem o maior nível de desenvolvimento das atividades deste setor no país. É delimitada a oeste pela Cordilheira dos Andes e a leste e sudeste pela bacia do Colorado. Sua sequência sedimentar excede 22.000 pés de espessura. Na seção Argentina, possui duas formações geológicas: *Vaca Muerta* e *Los Molles*. Em comparação com sua parte ocidental, a parte central da bacia de Neuquén é profunda e menos deformada estruturalmente. É considerada a maior área em produção de petróleo e gás convencional no país e emergiu como o principal *play* de exploração e produção de gás de folhelho e óleo de folhelho da região Sulamericana (EIA, 2013).

A formação de folhelho em Los Molles possui mais de 3.000 pés de espessura na parte central. Na parte leste é menos espessa e a seção transversal sudeste-noroeste regional mostra depósitos grossos de formações de folhelho, com ocorrência média em profundidades que variam de 8.000 a 14.500 pés, com ocorrências máximas de 16.000 pés na parte central da bacia. Possui TOC variando na faixa de 0,5% a 4,5% e maturidade térmica variando de 0,5% > R₀ > 2,0% (EIA, 2013).

Vaca Muerta é a formação predominante na bacia neuquina, responsável por mais da metade da composição desta bacia. As formações de folhelho presentes nela são muito mais ricas em termos de TOC do que em Los Molles, atingindo a faixa de 14,25% de TOC ao norte e até 7,0% ao sul. No entanto, por sua grande presença na composição da bacia, há diferentes gradientes de maturação térmica em diferentes pontos da formação. Varia de 0,7% a 1,5% da margem leste até a parte mais profunda da margem noroeste (EIA, 2013).

Vaca Muerta e *Los Molles* possuem juntas 581 Tcf de gás não convencional, com 308 Tcf e 275 Tcf cada uma, respectivamente (EIA, 2013). Testes primários de perfuração e produção estão sendo feitos pela estatal YPF na bacia neuquina na busca de melhor avaliar os reais condicionantes e potencial das formações de gás e óleo de folhelho na região em profundidades que vão de 6.000 a 11.000 pés de profundidade. A YPF também

está em negociações com Chevron, TOTAL, Statoil, Dow Chemical e outras companhias para que desenvolvam em parceria, através de *joint ventures*, o potencial da região.

A Chevron, a terceira maior empresa do setor a operar no país, decidiu investir US\$ 1,6 bilhão em infraestrutura e perfuração de gás de folhelho no país. Essa decisão se concretizou no acordo com a YPF S.A. em 2014 e pode transformar a Argentina no maior país produtor de gás e óleo de folhelho da região (BLOOMBERG, 2014). Neste acordo, estão previstos a perfuração de 96 poços na formação e Vaca Muerta, em uma área total e 96 mil acres. O investimento anterior, considerado um investimento piloto na região, foi da ordem de US\$ 1,4 bilhão no ano de 2013, no projeto conhecido como *The Loma Campana Project*, que realizará a perfuração de 161 poços na região noroeste do país para identificação de regiões potenciais para a produção de folhelho. Com este novo acordo, as empresas esperam perfurar mais de 200 novos poços no total (BLOOMBERG, 2014).

Esses investimentos fazem parte de um planejamento de investimentos da ordem de US\$ 15 bilhões no total. A parceria na *joint-venture* pretende alcançar uma produção diária de 50 mil barris de óleo de folhelho e 3 milhões m³ de gás de folhelho tornando-se a maior fonte de energia na Argentina.

Na Argentina a Chevron produz petróleo e gás natural através da subsidiária Chevron Argentina. As operações dessa empresa no país em quatro concessões na bacia neuquina que variam de 20% a 100%. Esses projetos em Neuquén visam, sobretudo, reverter a tendência de queda acentuada na produção no campo de El Trapial em 2012 (CHEVRON, 2013). A produção diária média líquida em 2012 da empresa foi de 21.000 bbl de petróleo e 4 Mcf de gás natural (CHEVRON, 2013). A empresa detém também uma participação de 14% na empresa Oleoductos del Valle S.A., um sistema de *pipelines* que transporta petróleo da Bacia de Neuquén, no oeste da Argentina, para a área de Buenos Aires.

Contudo, o cenário atual em relação à prospecção de recursos de gás de folhelho para transformá-los em reservas, bem como também a exploração de reservas desse gás, mesmo após a desapropriação da Repsol-YPF pelo governo da presidente Cristina Fernandez Kirchner⁶⁸, não se mostra muito otimista. Segundo (LAPEÑA, 2012), os dados

⁶⁸ Para maiores informações a respeito das justificativas que levaram à privatização da Repsol—YPF, ver: OLIVEIRA & JACOMO, 2012 e MARTÍNEZ, 2012..

apresentados pelo Instituto Argentino de Energia (IAE) mostram que a produção nacional de gás natural, particularmente por parte da YPF, continua em declínio desde 2011, as importações de energia no ano de 2012 apresentaram aumento contínuo em relação a 2011 e a produção de petróleo em 2012 foi menor do que a produção em 2010.

4.5 As Rendas Petrolíferas:

Importante discussão nesse contexto de produção de petróleo e gás natural no território argentino é a questão das rendas petrolíferas e a apropriação destas. Os conceitos históricos de renda estão divididos em Rendas Ricardianas, Renda Mineral e Renda de Recursos não-renováveis.

A primeira, a Renda Ricardiana, está relacionada com a renda da terra e as possíveis variações no valor relativo das mercadorias. Essa renda é entendida por RICARDO (1982) como “uma justa compensação paga ao seu proprietário pelo uso das forças originais e indestrutíveis do solo”. A definição de renda para ele é a receita que excede o preço dos insumos necessários para o desenvolvimento da atividade agrícola e que esta se relacionada com a propriedade da terra no sentido de que as diferentes características que as terras possuem (qualidade e localização, por exemplo), eram determinantes para diferenciá-las. As diferenças de qualidade dava-se por fatores da natureza. Já a distância era fator determinante para o pagamento na renda, na medida em que esta renda era influenciada pela distância de sua localização ao mercado consumidor.

A fundamentação do pagamento da renda Ricardiana dava-se pela diferença de características entre elas agravadas pelo fator “crescimento populacional”. Assim, criava-se uma renda diferenciada entre as terras mais férteis e as menos férteis ao longo do tempo. Para RICARDO (1982) a quantidade de trabalho aplicada definia o valor de troca de todas as mercadorias produzidas. O preço dos produtos agrícolas era definido pelas terras menos férteis, na medida em que esta demandava mais trabalho para cultivar. Isso acabava por cultivar um preço acima do custo marginal de produção para os proprietários das terras mais férteis. Assim, no caso de uma pressão populacional, a demanda por cultivos agrícolas cresceria e, assim, os preços desses produtos subiriam, elevando assim a renda diferencial

desses proprietários de terras mais férteis. Esse ganho adicional auferido pelos proprietários de terras mais férteis ficou conhecido como Renda Diferencial ou Ricardiana.

No caso das Rendas Minerais, esta se difere da Ricardiana na medida em que a mineral refere-se à existência de recursos naturais finitos (não-renováveis), sendo sua existência limitada no tempo, e a da Ricardiana existe como um monopólio de um fator exclusivo limitado pela natureza (SERRA & PATRÃO, 2003). Esta renda só tem sentido quando analisada ao longo do tempo em função da sua finitude, razão pela qual pode ver a ocorrer escassez. Portanto, pode ser compreendida como uma Renda de Escassez.

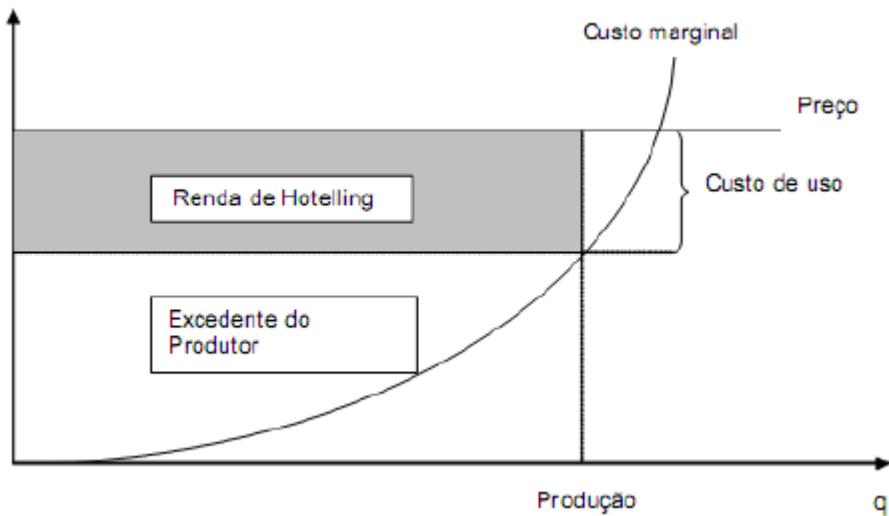
Assim, segue-se o conceito da Renda de Recursos não-renováveis. Por terem limitação física de estoque por natureza e um consumo total maior do que seu estoque, essa especificidade revela que devem ser extraídos de forma que seu uso no presente não indisponibilize sua extração no futuro, introduzindo um conceito conhecido como “Custo de uso” (NUNES, 2012). O tempo de sua renovação é menor do que o tempo para sua extração. Esse custo de uso é o “custo de oportunidade” da extração desse recurso finito no tempo. Ou seja, em um dado espaço futuro no tempo, sua extração no presente inviabiliza esta extração futura, o que ocasiona perda de receita futura também. Dessa forma, esse custo é dado a partir da diferença entre o preço do recurso e seu custo marginal (SZKLO et al, 2006; DUQUE DUTRA, 2008):

$$Pr - CMg = COp (\text{US\$/b})$$

Onde P é o preço do recurso exaurível; CMg é o custo marginal da produção do recurso e COp é o custo de oportunidade intertemporal ou renda de escassez do recurso não renovável. Como se trata de um recurso exaurível, para a formação de seu preço é necessário considerar o custo de oportunidade do recurso, a fim de maximizar o lucro advindo do ritmo da exploração intertemporal.

Este custo de oportunidade é amplamente conhecido como “Renda de Hotelling”.

Figura 30: Custo de Oportunidade ou Renda de Hotelling



Fonte: NUNES *apud* POSTALI, 2012

O custo de uso é fundamental para que não haja a chamada “extração predatória” do recurso não renovável, na medida em que, quando se é conhecida a propriedade do recurso exaurível, há estimativa desse custo em função do tempo dado pela taxa de exploração. Assim, caso fosse desconhecida essa propriedade, o custo de uso não seria estimado pelo produtor e, assim, haveria uma exploração desregrada e desordenada do recurso, antecipando seu tempo de vida útil (NUNES, 2012). Na Figura 30, o custo de uso é explicado. A partir do momento em que o custo marginal se iguala ao preço – desconsiderando seu valor –, a produção se dá, pois a quantidade ótima ofertada será maior do que a considerada socialmente ótima e o ritmo de extração não maximizaria o bem estar social (NUNES, 2012).

De acordo com SZKLO et al, (2003), a análise de Hotelling leva à determinação da taxa ótima da extração dos recursos, devido a sua característica finita. A alocação no tempo considera o custo de oportunidade e a taxa de desconto. Além disso, o modelo de Hotelling enseja maximizar os rendimentos dos recursos exauríveis ao longo do tempo, fundamentado nos seguintes pressupostos: a quantidade dos recursos não renováveis é conhecida desde o início; o custo de produção varia de acordo com o tempo e é crescente,

ocorre a depleção das reservas, existe a preferência contínua pelo presente, e o proprietário dos recursos naturais é privado e não modifica a taxa de desconto, utilizando a taxa fornecida pelo mercado.

Entretanto, algumas limitações ao modelo de Hotelling são aplicadas como, por exemplo, não considerar a evolução tecnológica, a quantidade dos recursos não renováveis era totalmente conhecida e assunção de que o mercado funcionaria em concorrência perfeita (SKZLO et al, 2003).

4.5.1 A Apropriação das Rendas do Petróleo

No caso argentino em questão neste trabalho, o país apresenta o escopo de descentralização federal de poderes, ou seja, as províncias são autônomas em relação as suas atividades de exploração, exploração e produção, ainda que regidas por uma Lei de Hidrocarbonetos. Essas províncias detém a posse desses recursos naturais finitos. Assim, a autoridade administrativa é transferida às províncias. GIAMBIAGI & ALEM (2008) apontam algumas razões que justificam esta descentralização, a saber:

- Econômicas;
- Políticas;
- Institucionais;
- Geográficas;

Para o caso do fator econômico, a explicação mais clara é a alocação mais eficiente dos recursos advindos da exploração de petróleo e gás natural. No caso da descentralização política e institucional – caso argentino – isto pode ser explicado na tentativa de ampliar a participação das províncias no processo global do país tirando o foco do governo central, nacional. O caso geográfico explica que, quanto maior for o território, mais difícil é de se controlar uma atividade desse porte, tornando-se mais economicamente viável sua descentralização (GIAMBIAGI & ALEM, 2008).

Segundo NUNES *apud* WORLD BANK (2012), o nível de descentralização política se reflete na repartição das rendas dos hidrocarbonetos, já que, quanto maior a autonomia

dos municípios e regiões na gestão de seus recursos, normalmente maior será o seu acesso a essas rendas. A adequada distribuição das participações governamentais, em especial dos royalties, aos entes da federação proporciona a compatibilidade entre a exploração dos hidrocarbonetos com o desenvolvimento sustentável das regiões produtoras. Um dos critérios mais importantes na administração das participações governamentais é a busca pela transparência e desenvolvimento sustentável. As compensações, a duplicidade da administração, a volatilidade da arrecadação, a diferença fiscal e o desvio de recursos são fatores a serem considerados com bastante cuidado na repartição das rendas petrolíferas.

No modelo centralizado, a arrecadação é dirigida às mãos do governo central. Como vantagens desse modelo centralizado podemos apontar: maior absorção das flutuações de arrecadação, possibilidade de redução de disparidades inter-regionais e estabelecimento de mecanismos de equalização horizontal através da redistribuição das participações governamentais entre regiões produtoras e não produtoras de recursos (NUNES, 2012).

No caso do modelo descentralizado, como vantagem pode-se dizer a melhor alocação dos recursos de acordo com necessidades específicas de cada província, de forma a maximizar os resultados e as atividades exploratórias na região.

No entanto, vale a reflexão de quem será beneficiado por esta renda. Pela constituição, esses valores arrecadados devem ser revertidos na melhoria constante do bem estar social para a população e atenuar os potenciais impactos que essa atividade vier a gerar no ecossistema terrestre e marinho local. Uma saída para isto seria a criação de um fundo especial, um fundo de estabilização, ou algo semelhante, à luz de como se deu na Noruega e na Rússia, aonde esses recursos seriam aplicados em setores como educação, saúde e a melhoria da própria infraestrutura do setor constantemente, desenvolvimento tecnológico. Exemplos de fundos para administrar a renda petrolífera foram criados: no Alaska: Alaska Permanent Fund (APF), em Alberta: The Alberta Heritage Savings Trust Fund (AHSTF), Noruega: Fundo Petrolífero Estatal Norueguês (FPEN).

Se a arrecadação advinda da exploração de petróleo for usada adequadamente, irá fomentar no país a ampliação da infra-estrutura e da competitividade, promovendo crescimento econômico e criação de emprego. Em adicional, a transparência no

gerenciamento dos recursos petrolíferos é condição importante para reduzir as assimetrias de informação entre os agentes políticos. Os agentes políticos podem assegurar a transparência do governo central no gerenciamento dos recursos do petróleo, e também, através de mecanismos institucionais, como criação de um fundo de estabilização e poupança (ACOSTA & HEUTY, 2009).

A transparência na arrecadação é um dos princípios fundamentais da descentralização fiscal, influenciando a forma de repartição das participações governamentais advindas da indústria do petróleo. De maneira geral, a decisão sobre como a renda dos hidrocarbonetos deve ser gasta está dentro do domínio da despesa, das finanças públicas e das políticas macroeconômicas. A repartição das rendas do petróleo entre as esferas de governo enfrenta o problema da corrupção do setor, além da falta de transparência no repasse dos recursos pelos entes da federação e no destino da arrecadação (NUNES, 2012). A boa transparência fiscal e a gestão da arrecadação dos hidrocarbonetos sugerem que algumas práticas devem ser seguidas, como: (1) a clareza nas responsabilidades e nos papéis de cada ente do governo, (2) o processo de orçamento aberto, prezando a clareza na política sobre a taxa de exploração dos hidrocarbonetos ou sobre fundos de recursos ou políticas de investimento, (3) informação pública disponível e garantia de integridade, através de procedimentos de auditorias e controles internos.

Nesse sentido, cabe destacar a importância de reflexão sobre os destinos das futuras rendas petrolíferas advindas da exploração do gás natural de folhelho na Argentina e ampliar o debate acerca do seu melhor aproveitamento para a sociedade e para o país.

Quando se fala da renda proveniente da comercialização do petróleo (as rendas diferenciais, ou rendas do petróleo), associa-se ao nível de preços desse insumo no cenário mundial. Para países importadores de petróleo, a persistência de um patamar elevado de preços se traduz em efeitos inflacionários decorrentes dos aumentos dos preços dos derivados de petróleo. Em contrapartida, para os países exportadores tal situação permite a apropriação de uma renda petrolífera ainda mais significativa. As denominadas rendas diferenciais nascem das estruturas de custos diferentes entre produtores de um mesmo bem. Elas são derivadas de vantagem econômica de certas unidades de produção com relação a outras que operam na indústria. A busca pela apropriação da renda constitui o principal

motor das empresas que atuam na indústria petrolífera, dado que os preços que se formam neste mercado podem se situar muito acima dos custos de produção. Daí o interesse do Estado, em qualquer país produtor, em criar mecanismos de repartição da renda. Quando os preços sobem, a parcela de renda petrolífera gerada também aumenta. No caso dos países exportadores, o incremento do valor das exportações é muito significativo e se traduz numa transferência de fluxos financeiros oriundos dos países importadores (PINTO JUNIOR, 2011).

Cabe notar que o fundamental para os países que arrecadam essas rendas diferenciais deveria ser a capacitação para uma utilização racional dos recursos financeiros oriundos de recursos esgotáveis e com preços voláteis. Furtado (1957) destaca que o problema central para países com abundância de recursos naturais diz respeito à orientação correta dos gastos públicos. Para Furtado, o que importa é fundamentalmente a forma de apropriação e o uso das divisas de exportação de países com grande dotação de recursos naturais, buscando transformá-los em programas e projetos de desenvolvimento econômico e social. Após mais de meio século, esta abordagem continua atual (PINTO JUNIOR, 2011).

4.6 Aspectos Regulatórios na Exploração e Produção de HNC na Argentina

4.6.1 Marco Regulatório Institucional

Em relação à questão da regulação do setor de petróleo e gás na Argentina esta se apresenta de forma complexa, ainda que possa ser compreendida.

A base para estes argumentos foram extraídas de ZAPATA (2013).

O processo de regulação do setor energético na Argentina desde sua descoberta, em Comodoro Rivadavia, até hoje sempre se mostrou instável. Diversas reformas constitucionais e Leis de Petróleo foram criadas e derrubadas ao longo do século XX, sobretudo até fins de sua primeira metade.

No entanto, o ano de 1949 é fundamental para a compreensão do atual sistema regulatório no país. Neste ano foi realizada uma importante reforma constitucional que alterou dispositivos importantes para o setor petróleo no país. Na constituição de 1949, os HC passaram a destacar-se separadamente dos outros minérios, recebendo tratamento especial no texto constitucional

Tal reforma incluiu no seu art. 40 o princípio da propriedade inalienável e imprescindível da Nação sobre as jazidas petrolíferas, as quedas d'água, carvão, gás natural e toda e quaisquer fontes energéticas que se encontrem em território nacional, à exceção dos vegetais. Nesse momento, a propriedade privada dos recursos naturais, que até então existia no país por força de leis anteriores, foi extinguida⁶⁹. A partir daí, todos os recursos energéticos passaram às mãos da nação, sem exceção.

Em 1967 foi criada uma nova Lei do Petróleo, a Lei nº. 17.319/67, a qual se encontra vigente até os dias de hoje. Esta Lei, em seu núcleo, tem por objetivo regular as atividades de exploração, exploração, industrialização, transporte e comercialização de hidrocarbonetos líquidos e gasosos no país, abarcando quase a totalidade da cadeia de valor dos HC no país. Em seu art. 1º, esta Lei vai ao encontro do princípio incluído no art. 40 da reformada Constituição Nacional da Argentina da “propriedade inalienável e imprescindível da Nação sobre seus recursos energéticos”. Portanto, seu objeto é a regulação da atividade petrolífera no país.

A questão de que a propriedade dos HC é da Nação, implica uma manifestação pública do caráter desses HC. Isso, por sua vez, impede que as empresas que realizem atividades exploratórias no país incorporem as reservas desses HC ao seu patrimônio enquanto esses recursos encontrarem-se no subsolo do país. Ou seja, os HC não podem ser fazer parte/serem incorporados aos ativos dessas empresas, visto que sua propriedade ainda é da Nação.

Entretanto, a partir do momento em que esse HC é produzido e chega até a superfície da área explorada, a empresa a qual o explorou passa a ter o direito de posse

⁶⁹ A adoção do regime de partilha para a continuidade das atividades exploratórias e exploratórias no país foi a saída encontrada naquele momento. Utilizaram-se contratos de prestação de serviço para as atividades do setor de petróleo e gás natural no país.

sobre esse HC. A partir de então, esse HC passa a ter um caráter de propriedade privada por parte desta empresa. O conceito de propriedade aqui é de caráter físico e não natural. A partir do momento em que o HC ultrapassa a válvula de saída do equipamento de produção ele passa a ser de posse da empresa que realizou essa atividade de extração.

Portanto, a posse dos HC possui um caráter tanto público quanto privado a partir daqui. Este fato é reconhecido em lei, através do seu art. 6º da Lei 17.319/67

Ao adquirir a posse física desse HC, o seu respectivo dono – o concessionário da exploração – adquire o chamado “direito de livre disponibilidade do HC”, ratificado pelo Decreto 1589/89, o qual lhe confere o direito de transportar, industrializar e comercializar seus derivados, bem como o crú, obviamente submetidos às regulamentações do local o qual esteja sendo negociado.

O gás natural possui uma diretriz específica em relação a essa regulação. As fases de exploração e exploração deste gás permanecem sob a regulação federal da Lei do Petróleo nº. 17.319/67. Entretanto, os segmentos de transporte e distribuição deste gás são objetos de regulação por parte dos entes de controle e administração tarifária pública, na medida em que esses dois serviços estão enquadrados dentro da categoria de serviços públicos na Nação. Desta forma, ainda que o proprietário desse gás natural tenha esse livre disponibilidade para comercializá-lo, ele sofre uma espécie de limitação específica em relação ao seu direito adquirido.

A Lei do Petróleo também regula dois outros importantes aspectos da atividade extractiva do petróleo e do gás natural: as permissões de exploração e as concessões para exploração. Em relação às permissões para exploração, estas somente são emitidas para locais onde haja reservas possíveis. Em relação às concessões de exploração, estas somente são concedidas em áreas onde haja somente reservas provadas.

No ano de 1994, outra importante reforma constitucional ocorreu no país. No que diz respeito ao setor de petróleo e gás natural, esta reforma inclui o art. 124 na Constituição, o qual estabelece que a propriedade dos recursos naturais, sobretudo os energéticos, pertence à Nação ou aos Governos Provinciais, de acordo com o território o

qual essa ocorrência de HC seja constatada. Portanto, reitera aspecto da propriedade pública sobre o recurso natural/energético *in situ*.

Assim, a propriedade desses recursos que, até então encontravam-se exclusivamente sob o poder nacional, agora passa também às mãos das províncias. Portanto, a Nação adjudica a propriedade total dos recursos naturais às províncias.

A partir deste momento, passa a ser bastante relevante a observação da diferença entre domínio e jurisdição, ou seja, a propriedade do recurso e a autoridade para legislar sobre a utilização deste recurso.

A jurisdição, entendida enquanto poder para legislar, se mantém como prerrogativa do Congresso Nacional, portanto, no âmbito federal (art. 75 da Constituição Nacional). O domínio desses recursos naturais é que passa, de acordo com sua localização, para as mãos das províncias. Caso estejam em terras de competência jurídica nacional, serão do Governo Nacional. Caso estejam em terras de competência provincial, serão dos Governos Provinciais.

Em relação à jurisdição territorial, a mesma pode ser esclarecida da seguinte forma:

- Pertencerão ao Estado Nacional as jazidas de HC que se encontrem a partir de 12 milhas marinhas da linha de base da plataforma continental estabelecida pela legislação nacional correspondente;
- Pertencerão aos Estados Provinciais as jazidas de HC que se encontrem em seus respectivos territórios, incluindo os situados no mar até o limite de 12 milhas marinhas, medidas a partir da linha de base estabelecida pela legislação nacional correspondente;
- Pertencerão à Província d Buenos Aires, bem como à Cidade Autónoma de Buenos Aires as jazidas de HC que se encontrem em seus respectivos territórios desde o Rio da Prata até uma distância máxima de até 12 milhas marinhas medidas a partir da linha de base estabelecida pela legislação nacional correspondente;

Em 2007 foi sancionada a Lei nº. 26.197/2007, conhecida como “Lei Corta” ou “Short Law”. Seu núcleo normativo diz respeito ao caráter público em relação à posse legal

das jazidas de recursos naturais, notadamente os HC. Ela corroborou e pôs em execução o que estava disposto no art. 124 da Constituição Federal quando da sua reforma. Reafirma o princípio legal da propriedade originária das províncias argentinas sobre os recursos naturais que se encontrem em seu território.

As permissões e concessões continuam sob jurisdição federal. A legislação de HC segue sendo de caráter federal e, como consequência, a jurisdição sobre esses HC permanece sendo atribuição do Governo Nacional. Às províncias, lhes cabem o direito de estabelecer políticas a nível local para as atividades relacionadas à exploração e exploração de HC, de caráter complementar à Lei do Petróleo e nunca substituto, de forma que não se contradigam ou gerem conflitos com a política nacional.

Ainda, de acordo com a Lei 26.197, as províncias, em sua condição de autoridade concedente, podem atuar enquanto contraparte nas permissões de exploração de HC, concessões de exploração, de transporte e também poderão exercer a supervisão e controle dessas permissões e concessões, podem requerer o cumprimento legal por parte os órgãos permitidos ou concedidos das obrigações legais e/ou contratuais que refiram-se à investimentos, podem estabelecer o período de duração das concessões ou permissões, podem usar seus poderes de Polícia, aplicando as penalidades da Lei para o não cumprimento das disposições legais.

A transferência do domínio dos HC da Nação para as províncias gerou resultados contrapostos em diversos setores, sobretudo no aspecto exploratório. Pelo aspecto exploratório, podemos apontar que algumas províncias passaram a ser muito ativas na oferta de áreas para exploração o que, consequentemente, gerou uma revitalização da atividade prospectiva no país. Isso foi um fator positivo. Por outro lado, a escassez de equipes técnicas com expertise no setor para dar conta das demandas geradas por essa nova dinâmica do setor, juntamente com a heterogeneidade das legislações complementares à Lei do Petróleo que existem no país por parte das províncias mostraram as dificuldades pelas quais o país passa para conseguir alavancar seu setor energético (CHEBLI, 2010). Com o fato dessas províncias poderem elaborar suas próprias leis complementares em relação à Lei Nacional do Petróleo, uma proliferação legislativa por parte das províncias que detém atividade de exploração e exploração de petróleo e gás tomou conta do país. Isso

se traduz em perigos na medida em que se traduz em formas de contratação diferentes entre si o que pode desencorajar os investidores (CHEBLI, 2010).

No entanto, apesar de os HNC surgirem como uma possível e importante fonte energética para o futuro do país, eles descontinuam, por outro lado, importantes problemas regulatórios e legais decorrentes dessa atividade existente no país. A maior parte da legislação vigente no país hoje para HC convencionais pode e deve ser aplicada aos HNC na medida em que, na essência, o óleo bruto e o gás natural contido nas formações geológicas convencional e não convencional são os mesmos. Os HNC não se diferenciam dos HC convencionais, a não ser pela sua forma de extração, e onde estão depositados, conforme dito no capítulo 02.

Sobre alguns aspectos específicos dos HNC, essa legislação deveria sofrer algumas modificações para que tratem dessas particularidades inerentes aos HNC, a saber (FERNANDEZ, 2012):

A. Aspecto geológico:

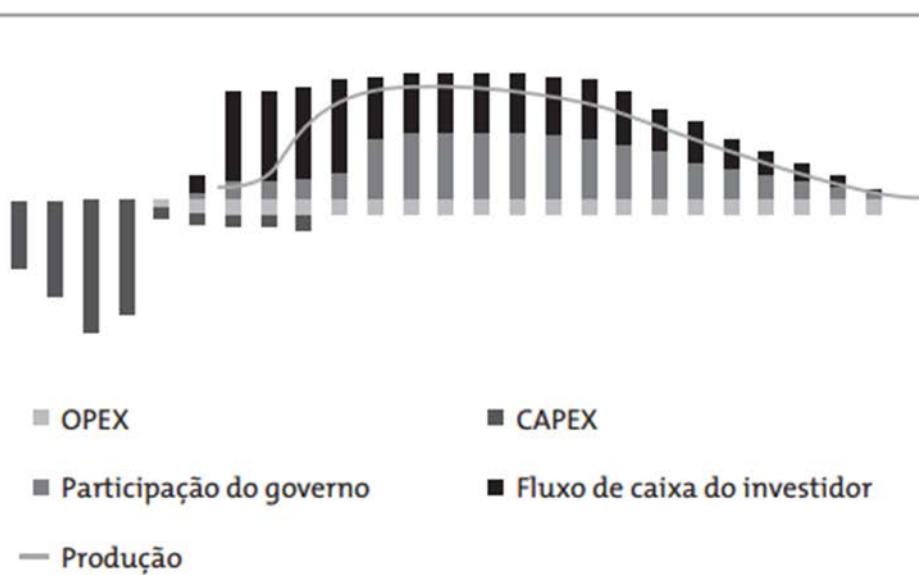
Sob esse ponto de vista, a lei de HC está estruturada com base em uma etapa de exploração de grandes áreas utilizando diferentes tecnologias a fim de descobrir armadilhas onde o HC possa estar “preso”, sendo um “locus” potencialmente produtor, rochas-produtoras, trapas para que o petróleo possa percorrer um caminho e se armazenar nas rochas-reservatórios e dali ser explorado e produzido (sistemas petrolíferos convencionais). No caso dos HNC não se pode falar de todas essas etapas exploratórias, como explicado no capítulo 02 do presente trabalho, em função de suas particularidades geológicas na formação desses HC. A detecção dos chamados *sweet spots* nas rochas geradoras dos HC não convencionais não é a mesma da formação dos HC convencionais, o seu sistema petrolífero, portanto, é distinto (sistemas petrolíferos não convencionais). Portanto, os riscos exploratórios de cada um são distintos. Um ponto crítico desses HNC não é sua descoberta, mas sim o local e a forma as quais ele está armazenado e a forma que será extraído do seu *sweet spot*, ou seja, a tecnologia que será empregada para produzi-lo de forma economicamente

viável. Essa diferença imputa a criação da figura da Concessão Exploratória de HNC na lei de HC, que deverá definir especificamente questões como superfície a conceder, prazos de avaliação e exploração, dentre outros;

B. Aspecto Econômico:

A economicidade dos HNC difere da economicidade dos HC convencionais, na medida em que a taxa de produção dos HNC cai abruptamente logo após o primeiro ano (cerca de 90%), enquanto que a mesma taxa para os HC convencionais apresenta-se baixa nos primeiros anos de produção e vai crescendo ao longo do tempo até atingir seu ponto máximo, permanecendo elevada por muitos anos, conforme apresentado na Figura 30. Na E&P dos HNC, os poços apresentam taxa de declínio muito acelerada, de 63% a 85% no primeiro ano de produção, exigindo um esforço exploratório elevado e contínuo em novos poços para manter ou ampliar a produção (MIT, 2011). Dessa forma, a Lei de HC deveria prever um tratamento diferenciado para esses HNC em relação ao tempo de *payback* e de financiamento de infraestruturas para a exploração desses sítios geológicos mais complexos, além do prazo das concessões;

Projeto convencional



Projeto não convencional

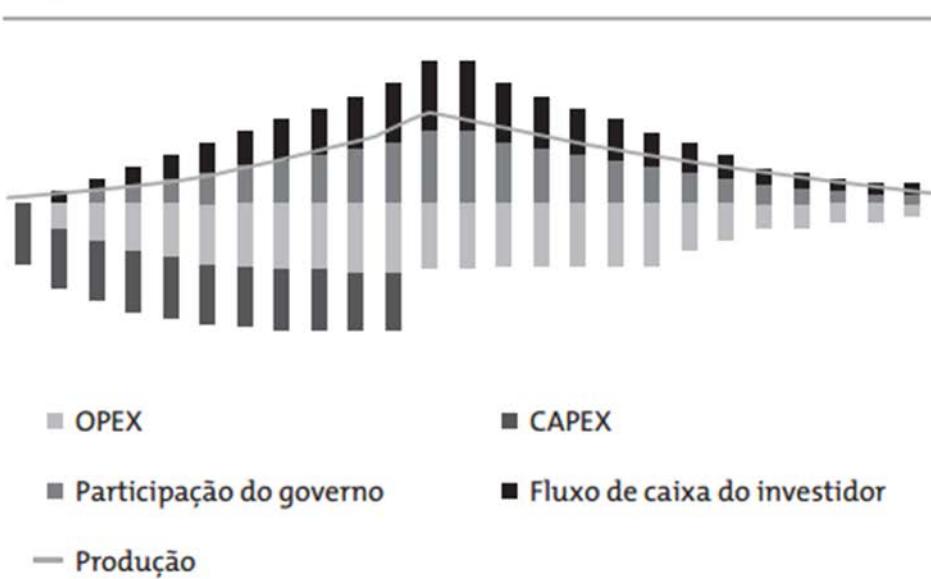


Figura 31 – Comparativo entre Fluxos de Caixa de Projetos Convencionais e Não Convencionais

Fonte: LAGE *et al*, 2013

Em relação ao segundo aspecto, mais especificamente, a grande discussão em termos de infraestrutura dos mercados energéticos no país é a questão da regulação de preços. O sistema de preços da energia hoje no país é absolutamente desestimulador para que investimentos sejam realizados, sobretudo para os HNC. Estes possuem um prazo de retorno do investimento muito maior do que os HC convencionais (Figura 30) e, portanto, necessitam de uma estabilidade e previsibilidade econômica e institucional que hoje o país não oferece (FERNANDEZ, 2012). A política de preços implementada em 2002, justificada pela crise a qual o país passava naquele momento, foi continuada sem justificativa pelos anos subsequentes de forma que custou ao país a perda do seu auto abastecimento energético em 2011. Além disso, o déficit da balança comercial tornou-se significativo e cada vez maior em função das grandes importações de GNL e outras fontes de energia necessárias para que o abastecimento interno do país fosse garantido. Implementou-se fortes subsídios por parte do setor público às empresas do setor. Essa política consiste em o governo, através do recurso público, financiar a diferença entre os preços que são praticados internamente por parte do governo e os preços do insumo no mercado internacional, de forma que os empresários e produtores não auferam prejuízos em seus balanços de pagamento e continuem produzindo no país e o preço interno praticado pelo governo seja mantido. No entanto, essa política, no longo prazo, é insustentável, na medida em que a demanda pela energia aumenta cada vez mais, em função do baixo custo dessa energia e, por outro lado, a falta de capacidade de o país produzir essa energia o obriga a importar volumes cada vez maiores, onerando os cofres públicos. Como consequência, desenvolveu-se um desequilíbrio das contas públicas no país que é a cada ano crescente (FERNANDEZ, 2012).

Nesse cenário apresentado é que surge o Programa “Gas Plus”, estabelecido pela resolução SE 24/2008 e suas modificações, implementado pelo governo nacional na tentativa de recuperar o setor de gás natural no país⁷⁰. O gás proveniente desse programa podem ser comercializados através de contratos firmados pelas partes com um preço médio de US\$ 5 dólares/MMBTU (BERTERO, 2012). A Argentina em 2012 contava com 60 projetos no âmbito deste programa. Com o cenário de baixas reservas e produção, além de um nível de R/P decrescente e crítico, o governo procurou estimular a descobertas de novas

⁷⁰ Fora criado também o “Petróleo Plus” e “Refinação Plus” para o segmento de E&P e downstream.

reservas de gás natural, que estivessem em locais inexplorados ou então provenientes de fontes não convencionais de produção no intuito de recompor os níveis atuais de reservas do país.

Por outro lado, esse programa também, criou um sistema discriminatório de preços onde, para um mesmo produto (no caso o gás natural), ao diferenciá-lo a partir de sua origem, existem diferentes preços sendo praticados no mercado interno.

Na medida em que novos campos fossem descobertos, esse gás natural que seria produzido teria um preço maior do que o preço interno estabelecido, mais próximo do preço internacional. Ou seja, o programa premia a descoberta de novos “locus” exploratórios, o que acaba desencorajando a continuidade da produção em campos já descobertos, onde já existam atividades exploratórias que possam ainda também produzir a partir da aplicação de técnicas de recuperação secundária e/ou terciária. Portanto, torna-se mais vantajoso que se busque novos poços exploratórios à buscar aumentar a taxa de recuperação de poços maduros ou já existentes. Isto pode gerar a criação de libistas e especuladores no segmento (FERNÁNDEZ, 2012).

Assim, ao mesmo tempo em que estimula a descoberta de novos poços e procura aproximar os preços desse insumo ao preço do mercado internacional, confere preços diferenciados para a exploração do mesmo recurso no mercado interno. Isso representa uma contradição em si.

Segundo BERTERO (2012), para que se dê a superação dos problemas estruturais do mercado energético, sobretudo o de gás natural aqui em questão, é recomendado que haja modificação no programa Gas Plus, estabelecendo a liberação do preço contratual deste gás natural “novo”, independentemente do tipo e custo da jazida.esta discriminação artificial dos preços por tipo de jazida pode fazer com que se deixassem de explotar jazidas potencialmente mais econômicas para direcionar os investimentos para jazidas que estejam enquadradas em alguma classificação preferencial deste programa.

As normas específicas para regulação dos HNC deverão, segundo FERNANDEZ, (2012) ter caráter nacional e complementar à Lei Nacional de HC vigente hoje em âmbito nacional – lei do Petróleo 17.319/67.

Dentro do âmbito específico para a legislação dos HNC, devem ocorrer chamadas licitatórias específicas para estes HNC, onde definam-se áreas com superfícies específicas e atrativas aos investidores e com tamanho suficientemente grande para que se obtenham boas ofertas e suficientemente pequeno para assegurar a presença de múltiplas empresas trabalhando no desenvolvimento das áreas exploratórias (FERNANDEZ, 2012). Ainda, devem-se priorizar empresas que possuam know-how tecnológico nas atividades necessárias para o desenvolvimento dessas jazidas não convencionais. Além disso, as áreas a serem licitadas deverão tomar como padrão critérios tais como, quantidades de poços a serem desenvolvidos, metros a serem perfurados pelo fraturamento hidráulico e também em poços verticais, um número máximo de áreas nas quais uma empresa possa realizar testes e experiências para comprovar o potencial daquele “locus” exploratório, além de sua tecnologia (FERNANDEZ, 2012).

Esses problemas devem ser debatidos e solucionados corretamente com a intenção de não frustrar futuramente a nova potencialidade que o país possui no âmbito energético.

4.6.2 Questões Ambientais da Exploração do Gás de Folhelho

O quadro legislativo no que tange às questões ambientais no país é um pouco diferente do cenário anterior. Até a reforma constitucional ocorrida em 1994, havia leis nos níveis federal, estadual e municipal para regulação das atividades ambientais, muitas das quais se sobreponham umas às outras. Isso acabava por gerar um ambiente de incertezas quanto à regulação e a legislação ambiental no país, sobretudo para o investidor externo (FULLBRIGHT, 2013).

Como fora explicado anteriormente, os HC na argentina são, em sua origem, enquadrados na categoria “minérios”, portanto, incorporados ao código de minérios do país, ainda que recebam um tratamento especial e diferenciado.

Na tentativa de solucionar esse problema, a Seção 41 da Constituição Nacional reformada em 1994 estabeleceu algumas diretrizes para que tentar solucionar estas

sobreposições de competências. Existe atualmente uma legislação ambiental que trata de critérios mínimos de proteção ambiental para a exploração desses minérios, os quais os HC fazem parte. Ambos tratam de diretrizes mais gerais como âmbito e alcance das aplicações dos instrumentos de gestão ambiental, das normas de proteção e conservação ambiental, das responsabilidades frente ao dano ambiental, das infrações e sanções, bem como das disposições transitórias e legais. Segundo o texto constitucional:

“The Section 41 of the National Constitution vests the federal Government with the power to enact rules setting forth minimum standards. Also, is the duty of the provinces to enact rules supplementary to said federal rules for purpose of harmonization, but without altering jurisdictions. Although the Federal Government has still to establish said minimum standards, the National Congress is discussing several bills in that respect” (NATIONALCONSTITUTION, 1994).

À lei que trata dos critérios mínimos para a exploração e produção desses HC é conhecida como “General Environmental Law – GEL”, Nº. 25.675, tida como o paradigma regulatório ambiental do país (FULLBRIGHT, 2013). Há a Lei Nº. 25.612 que estabelece parâmetros mínimos para proteção dos padrões ambientais no que tange à gestão de resíduos sólidos industriais e provenientes de atividades exploratórias desse segmento. E há ainda, também, a Lei Nº. 24.051, conhecida como “Hazardous Waste Law” (FULLBRIGHT, 2013). Este é o quadro geral no que tange à legislação ambiental no âmbito federal na Argentina atualmente.

A GEL diz que “any work or activity that may degrade the environmental or significant impair the quality of life of the population shall be subject to a prior environmental impact assessment procedure” (FULLBRIGHT, 2013). Adicionalmente, outras leis federais exigem estudos de impactos ambientais de atividades específicas como exploração e exploração, transporte de HC e de gerenciamento, tratamento e descarte de resíduos sólidos no país (FULLBRIGHT, 2013).

À luz de como se dá a regulação das atividades de E&P no país, da mesma forma ocorre com a questão ambiental. As províncias possuem direito de legislar de forma complementar em relação aos aspectos ambientais específicos e nunca de forma

substitutiva às leis federais.⁷¹ (SECRETARÍA DE MINERÍA DE LA NACIÓN, 2013; FULLBRIGHT, 2013).

Segundo SANZ (2013), no que tange às questões ambientais específicas da exploração e exploração de HNC, não há no país uma Lei de Pressupostos Mínimos de Proteção Ambiental para estas atividades, que carecem de uma regulação ambiental específica a nível nacional. A ideia é se estabelecer um piso mínimo de condições necessárias para assegurar a proteção ambiental, que garanta em todo o território nacional o cumprimento dos requisitos mínimos dessa proteção, pelos quais as autoridades provinciais e locais possam construir suas próprias legislações complementares específicas, sempre de acordo com essa lei mínima federal de acordo com suas necessidades e particularidades, através de seus instrumentos e dispositivos legais.

Um estudo a respeito dos aspectos ambientais na produção de hidrocarbonetos em jazidas não convencionais foi encomendado pela Academia Nacional de Ingeniería da Argentina (ANIA, 2013), através de seu Instituto de Energia, aos órgãos ambientais dos EUA e do Reino Unido (EPA e ERA, respectivamente). Nesse estudo, essas duas agências ambientais, com vasta experiência no setor de regulação ambiental para E&P de HNC, apontam algumas sugestões e recomendações em relação à regulação das atividades ambientais referentes às atividades relacionadas aos HNC na Argentina. Para esse estudo foi utilizado o caso particular de Vaca Muerta, na província de Neuquén,. Isso se justifica, pois esta província possui os maiores campos em produção na atualidade, tanto em petróleo quanto em gás, como já fora mencionado anteriormente, e também pela grande quantidade de informações disponíveis a respeito de sua geologia e questões técnicas necessárias para que se avalie de forma correta e técnica as informações e possíveis problemas que venham a ocorrer ao longo das atividades de exploração e exploração na região.

Assim, Vaca Muerta, na bacia neuquina, serve como espelho para as demais províncias que possuem ocorrência de petróleo e/ou gás em seus territórios de como deveriam ser as atividades desse setor. Além disso, possui uma consoante infraestrutura consolidada bastante desenvolvida em relação às outras províncias. É nesta província aonde

⁷¹ Por exemplo, verificar Legislação específica da Provincia de Nequén em: http://www.energianeuquen.gov.ar/marcolegal_leyesprovinciales.aspx

se encontram as atividades de exploração em HNC mais desenvolvidas no país, além de vasta atividade em HC convencionais (RANGUINI, 2013).

No caso da jazida de Vaca Muerta, em relação à contaminação de lençóis freáticos e aquíferos de água potável em função da estimulação dos reservatórios não convencionais por faturamento hidráulico, de acordo com especialistas, não há riscos de contaminação da água potável por não haver disponibilidade desse tipo de recurso para aproveitamento humano acerca dos sites exploratórios aonde se dão as atividades de exploração (ANIA, 2013). Esta informação é corroborada pela Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Nación.

Ainda, um importante ponto em relação à comparação dos plays de folhelho nos EUA e na Argentina é a profundidade de ocorrência desse gás. Nos EUA a ocorrência de gás de folhelho e de HNC varia, por exemplo, entre cerca de 1200 metros em Fayetteville à 3650 em Woodford (EIA, 2011). No caso Argentino, essas ocorrências se dão em profundidades médias de 3.500 metros (ANIA, 2013).

Em relação às fraturas provocadas pela estimulação artificial do faturamento hidráulico que possam vir a vazar algum tipo de produto para o meio ambiente terrestre e aéreo, fora recomendado que os entes reguladores do meio ambiente trabalhassem no sentido de desenvolverem e obterem medidas precisas dos níveis de metano e outros contaminantes no ar e no solo/subsolo, bem como na água, para que se possa saber realmente qual ou quais os impactos existentes desse tipo de atividade em aquíferos subterrâneos e em relação a sua emissão na superfície. Além disso, recomendou-se que sejam realizados testes frequentes para assegurar a integridade dos poços como forma de evitar fraturas não planejadas que propiciem algum tipo de vazamento dessas substâncias contaminantes no subsolo (ANIA, 2013). Por parte da EPA, fora recomendado que seja feito um acompanhamento e monitoramento poço a poço das atividades exploratórias, assim como é no caso americano, para que se saibam as particularidades de cada região ou área na qual está se dando a atividade, para verificar os níveis de contaminantes presentes em cada região, à luz do que reza no “Clean Water Act”, nos EUA (ANIA, 2013).

Em relação ao uso da água para as atividades de faturamento hidráulico, o estudo aponta que a província de Neuquén possui um Decreto nº. 1483/12, que proíbe durante as etapas de perfuração e cimentação dos poços a utilização de agua proveniente de aquíferos ou reservatórios subterrâneos, em detrimento do abastecimento populacional e irrigação do solo para agricultura. Somente aguas com algum teor salino podem ser usadas para a atividade de faturamento hidráulico (ANIA, 2013).

A despeito disso, hoje nos EUA o desenvolvimento tecnológico existente permite a utilização dessa água salina para a realização dessas atividades de perfuração, pois anteriormente, com uma tecnologia não muito desenvolvida, não era possível a utilização de aguas com algum teor salino, em função deste sal inibir alguns aditivos químicos que participam da composição do fluido de perfuração, bem como os efeitos de sua utilização (ANIA, 2013).

Em relação ao “disclosure” de informações a respeito dos componentes que fazem parte do fluido de perfuração, a Argentina possui dispositivo legal para que essas informações sejam de domínio publico (Figura 32). De acordo com a Lei 1875/91, modificada pelo Decreto 2.565/99, há obrigação por parte do concessionário de informar quais são as substâncias utilizadas para a realização das atividades dentro do âmbito de avaliação de impactos ambientais previsto na legislação federal do código de minério (ANIA, 2013). Deve-se especificar, por exemplo, produtos e quantidades que se injetam e seus possíveis impactos no meio ambiente. No entanto, cabe às autoridades locais permitirem o seu uso ou não. A Figura 31 apresenta o percentual de utilização da água na Argentina por atividade fim. No entanto, não há uma normativa dessa espécie em relação aos HNC propriamente dito, visto que esta atividade ainda é incipiente no país.

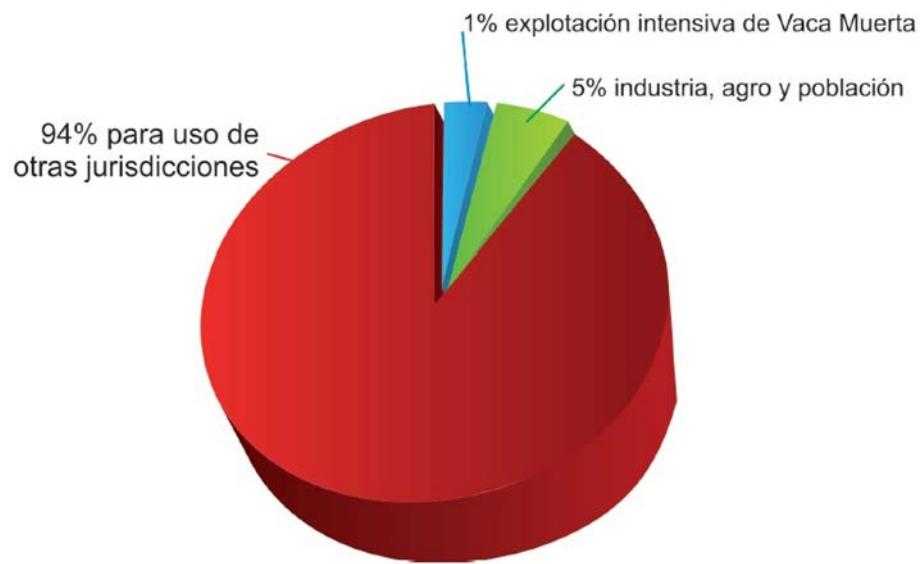


Figura 32 – Comparativo da Distribuição do Uso da Água na Argentina por Atividade Fim

Fonte: IAPG, 2013

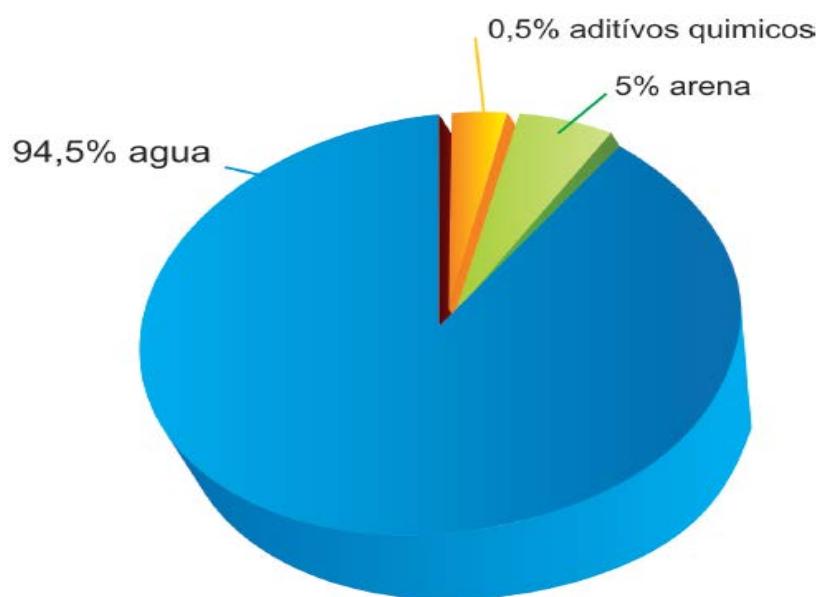


Figura 33 - Componentes Químicos presentes no Fluido de Fraturamento Hidráulico

Fonte: IAPG, 2013

Outra questão importante no que tange à E&P de recursos não convencionais é a destinação dada para a água que é produzida juntamente ao HNC, no caso em questão o gás de folhelho, a partir do faturamento hidráulico, a chamada água de reuso. Os produtos provenientes do refluxo de água dessa atividade podem ser prejudiciais como qualquer outro efluente proveniente da exploração de HC, bem como de qualquer atividade mineradora em geral. A Província de Neuquén tem uma normativa legal direcionada para a regulação deste aspecto nas atividades de E&P de recursos convencionais (ANIA, 2013). O anexo VIII do Decreto 2.656/99 trata especificamente das normas e procedimentos que regulam as operações de exploração e exploração de HC, incluindo as operações de abandono de áreas exploradas (ANIA, 2013). Segundo essa diretriz, a maior parte da água produzida deve ser reciclada e reutilizada. A parcela que não puder ser reaproveitada deve ser descartada em local próprio de forma a não contaminar o solo, subsolo e os lençóis freáticos.

Entretanto, não há uma normativa específica para o caso dos HNC, como o gás de folhelho, por exemplo, assim como há nos EUA. Mesmo para os HNC são aplicadas essas normativas utilizadas para os HC convencionais. Segundo recomendações da RAE, toda a agua residual deveria ser obrigatoriamente reciclada e reutilizada em todos os casos possíveis. Por parte da EPA, foi sugerido que, em conjunto com as províncias que possuem alguma atividade de exploração e exploração de petróleo e gás em seus territórios, o governo nacional discutisse diferentes métodos de regulação e verificação dos níveis de contaminantes presentes nesses resíduos a fim de assegurar um marco regulatório legal, garantindo um ambiente seguro segurança específico para os HNC (ANIA, 2013). A Figura 33 abaixo mostra o critério de tratamento e reaproveitamento utilizado hoje na Argentina:



Figura 34 – Tecnologias de Tratamento de Água na Argentina

Fonte: IAPG, 2013

Outro fator importante em relação à regulamentação do uso do faturamento hidráulico diz respeito à localização aonde as jazidas com potencial exploratórios foram encontradas. Diferentemente de como ocorreu no caso americano, na Argentina, essas jazidas encontram-se muito distantes de áreas habitadas, muitas vezes desérticas, o que facilita de certa forma o uso desta técnica. Nos EUA, as áreas aonde se encontram as jazidas são, muitas vezes, áreas centrais de uma cidade, o que dificulta o uso de faturamento e, por isso, essa atividade é extremamente regulada e por vezes proibida nos EUA (ANIA, 2013).

A Figura 34 aponta os níveis de tremores que podem ocorrer decorrentes das atividades de fraturamento hidráulico:

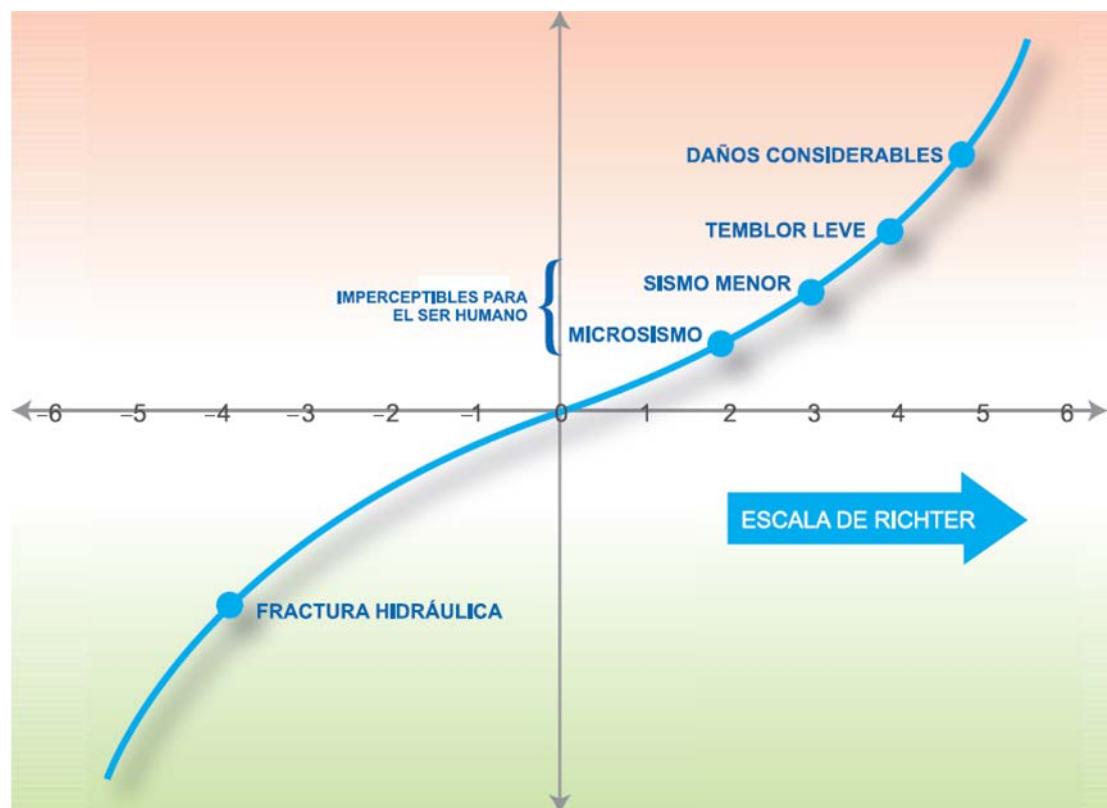


Figura 35 - Escala Ritcher de Tremores e Relação com atividades de Fraturamento Hidráulico.

Fonte: IAPG, 2013

4.6.3 Propriedade do Solo e do Subsolo: O Caso Argentino:

De maneira geral, existem três teorias que explicam os sistemas de propriedade territorial com relação à posse do solo no mundo, a saber:

- Domínio por Direito de Propriedade/Posse por Acesso;
- Domínio Estatal Originário, Soberano ou Real, e;
- Sistema Misto;

Em relação ao Domínio por Direito de Propriedade/Posse por Acesso, a propriedade da superfície de um território ou área determinada compreende a propriedade plena tanto do solo quanto do subsolo e, consequentemente, a propriedade de todos e quaisquer minerais ou substâncias ali encontradas (ZAPATA, 2013).

A justificativa legal para este sistema pode ser dada a partir de três doutrinas ou argumentos: a internacional, a do direito romano e a francesa. Segundo a doutrina internacional, esta sustenta que o direito de propriedade sobre uma superfície de terreno é um direito natural, absoluto e anterior à existência e constituição do Estado enquanto ente de organização representativa social (ZAPATA, 2013).

O direito romano advoga que o direito de propriedade, em sua concepção legal, é absoluto e total, compreendendo toda a altura e profundidade territorial sobre a qual os limites perpendiculares dos terrenos se assentem. Já a doutrina francesa, apesar de apontar para a mesma direção das outras duas supracitadas no que tange à propriedade territorial, defende que essa propriedade nada mais é do que consequência das disposições da lei positiva a respeito dos direitos individuais, que é favorável ao direito individual da propriedade ao homem⁷².

Apenas a título de esclarecimento, a justificativa a este argumento da doutrina francesa é facilmente compreendido a partir do entendimento de que o principal documento

⁷² Para maiores detalhes, ver: <http://intertermas.unitoledo.br/revista/index.php/ETIC/article/viewFile/2019/2164>

que fora publicado no século XVIII, como consequência de uma das revoluções mais importantes da história, a Revolução Francesa, versa a respeito da “Declaração dos Direitos do Homem e do Cidadão”. Esse documento, assim como a concepção da revolução, estava baseado nos ideais do Iluminismo. O direito à propriedade é esclarecido no artigo dezessete, como sendo um “direito inviolável e sagrado, ninguém pode ser dela privado, a menos que seja de utilidade pública legalmente constatada e sob condição de justa e prévia indenização” (ZAPATA, 2013).

Este tipo de domínio/posse territorial é fundamentalmente aplicado nos EUA, sobretudo em alguns Estados com tradicional atividade petrolífera (ZAPATA, 2013).

No que tange ao segundo tipo de domínio, o Domínio Estatal Originário, Soberano ou Real, este estabelece que o domínio original do território (seu solo e, consequentemente seu subsolo e de todos e quaisquer minerais ou substâncias que ali se encontrem) pertence ao Estado Soberano ou a Coroa do respectivo Reino onde se encontrem. Nesse sentido, o regime jurídico estabelece que as jazidas petrolíferas pertencem somente ao Estado Nacional de acordo com o território no qual se encontrem. Este tipo de doutrina assenta suas bases na doutrina econômica do feudalismo, no qual o senhor feudal (hoje substituído pelo Estado Soberano), dono de determinada terra, era soberano por aquela terra e detinha a propriedade sobre a totalidade das terras e das substâncias contidas no seu subsolo no limite de sua propriedade (ZAPATA, 2013).

Consequência direta deste tipo de domínio é que o Estado Soberano Nacional, sob o argumento de estar sob seu direito o zelo e manutenção da propriedade, justificou medidas intervencionistas de regulação sobre a indústria petrolífera nos Estados os quais este tipo de regime territorial é aplicado (ZAPATA, 2013). É o caso de muitos países sulamericanos, como a Argentina, em questão específica neste trabalho.

Por último, o Sistema Misto é uma espécie de “mistura” os dois sistemas anteriores. De maneira geral, neste sistema é usual que o Estado fixe as condições para o exercício do direito mineiro, Estado este que dispõe de uma faculdade discricional pela qual regulamenta detalhadamente os trâmites e condições para a escolha dos titulares do direito

de exploração, que garante direito de exclusividade sobre aquele território (ZAPATA, 2013). Este regime é o caso de muitos países do chamado Commonwealth⁷³.

Portanto, no caso da Argentina, o país adota o regime regalista ou pertencente à soberania do Estado – Domínio Estatal Originário, Soberano ou Real. As instituições herdadas da Espanha determinavam que o subsolo fosse propriedade do Rei e, portanto, domínio soberano da Nação. Essa característica não foi alterada nem pela Revolução de Mayo, e nem pela Declaração de Independencia. Simplesmente o que pertencia ao Rei passou às mãos da Nação (ZAPATA, 2013).

Em relação à propriedade da água, a constituição, em seu art. 27, dispõe que os recursos hídricos que se encontrem dentro dos limites do território nacional, bem como na plataforma continental argentina são de propriedade da nação, podendo esta transmitir a título de propriedade privada sua posse. No entanto, possui também a prerrogativa de realizar expropriação dessa propriedade privada, desde que seja somente para fins de utilidade pública, mediante indenização justa e satisfatória (PRESIDENCIA.GOV.AR, 2014).

Art. 27. “(...) Son propiedad de la Nación las aguas de los mares territoriales en la extensión y términos que fije Derecho Internacional (sic. DOF 20 de enero de 1960); las aguas marinas interiores; las de las lagunas y esteros que se comuniquen permanentemente o intermitentemente con el mar; la de los lagos interiores de formación natural que estén ligados directamente a corrientes constantes; las de los ríos y sus afluentes directos o indirectos, desde el punto del cauce en que se inicien las primeras aguas permanentes, intermitentes o torrenciales, hasta su desembocadura en el mar, lagos, lagunas o esteros de propiedad nacional; las de las corrientes constantes o interminantes (sic. DOF 20 de enero de 1960) y sus afluentes directos o indirectos, cuando el cauce de aquéllas en toda su extensión o en parte de ellas, sirva de límite al territorio nacional o a dos entidades federativas, o cuando pase de una entidad federativa a otra o cruce la línea divisoria de la República (PRESIDENCIA.GOV.AR, 2013).

⁷³ A Commonwealth, fundada em 1949, é uma das mais antigas associações políticas de Estados existente. Suas raízes remontam ao Império Britânico, quando alguns países eram governados direta ou indiretamente, pela Grã-Bretanha. Alguns destes países tornaram-se independentes, mantendo, porém, o chefe de estado britânico como seus chefes de Estado. Esses países formam a Comunidade Britânica de Nações. Para maiores informações, ver: <http://thecommonwealth.org/>.

Dessa forma, a água encontrada no subsolo não pode ser aproveitada da mesma forma como é aproveitada nos EUA, onde sua posse está relacionada com a posse da terra na qual for encontrada. Nesse caso, deve-se obter uma autorização por parte do governo argentino previamente para que seja utilizada essa água encontrada. Em geral essa autorização é dada através das concessões ou outorgas de permissão para exploração e exploração de hidrocarbonetos numa determinada área, que é concedida pelas províncias que detém o direito de legislar e fiscalizar, bem como o direito por lei à posse das terras que estejam sob sua demarcação territorial. Não se pode, também, usar águas de uma província em outra. Devem-se utilizar os recursos hídricos da própria província para realizar as atividades de exploração e exploração nela. Isso acaba por dificultar e, em alguns casos, inviabilizar as atividades de fraturamento hidráulico em determinados locais, pois a quantidade de água necessária é grande e precisa-se de disponibilidade de recursos hídricos para tal. Neuquén possui uma grande disponibilidade de recursos hídricos.

4.7 Conclusões do Cenário de HNC na Argentina

Com os elementos apresentados neste capítulo, pode-se depreender algumas conclusões a respeito do desenvolvimento da indústria de hidrocarbonetos não convencionais na Argentina.

Em relação à posse do solo e do subsolo na Argentina, estes são de propriedade inalienável da nação, conforme previsto na Constituição Federal da Nação Argentina e conforme reza a doutrina do Domínio Estatal Originário, Soberano ou Real. Em decorrência disso, os recursos naturais ali encontrados são, consequentemente, e por força de lei, de caráter público (seja do Governo Nacional ou dos Governos Provinciais). No seu art. 40, a constituição impõe o princípio da propriedade inalienável e imprescritível da Nação sobre as jazidas petrolíferas, os aquíferos, gás natural e toda e quaisquer fonte energética existente no território argentino, com exceção dos vegetais (ZAPATA, 2013). Portanto, a Nação é soberana sobre seu solo e subsolo, bem como suas fontes de riquezas naturais dali provenientes.

Em relação à legislação existente para regulação da posse e propriedade dos hidrocarbonetos existentes no território argentino, conforme apresentado ao longo do texto, esta se mostra complexa, na medida em que podem haver leis complementares de diferentes formas, além da Lei do Petróleo de caráter federal. Apesar disso, não há sobreposição de jurisdição, onde o poder jurisdicional, ou seja, de legislar sobre as atividades de exploração, exploração, comercialização, transporte e distribuição dos HC fica à cargo da esfera federal, do Congresso Nacional.

Conforme explicado anteriormente, os HC na Argentina são, em sua origem, enquadrados na categoria “minérios” e estão classificados como “minérios de primeira categoria”, juntamente ao ouro, prata, cobre e ferro. Como há uma legislação específica para regular este setor no país, portanto, estão incorporados ao código de minérios do país. Os HC, no entanto, esses HC, ao terem ganhado notoriedade e importância econômica, política e estratégica ao longo do tempo o governo passou a conferir a esses HC um tratamento legislativo de exceção, quando em 1935, foi sancionada uma normativa orgânica específica para o tratamento e regulação destes. Posteriormente, na Constituição de 1949, os HC passaram, então, a destacar-se dos outros minérios, recebendo tratamento especial no texto constitucional. Assim, em 1967, criou-se a Lei do Petróleo, de nº. 17.319/67, de cunho federal, que regula as atividades de exploração, exploração, industrialização, transporte e comercialização.

Entretanto, com a reforma Constitucional em 1994, dentre as alterações ocorridas em seu texto no que diz respeito aos HC através do art. 124 estes passaram então a ser de propriedade das províncias na qual / nas quais as quais fossem encontrados, ou seja, seriam de propriedade das províncias as quais se desse sua ocorrência. Assim, as diversas províncias nas quais possuíam ocorrências de HC criaram as suas próprias leis de caráter complementar à Lei Federal de HC. Em 2007 foi aprovada a Lei 26.197/2007 que corroborou o direito das províncias em relação à propriedade das jazidas de HC que se encontrassem em seu território.

Especificamente em relação ao gás natural em 2007 criou-se a Lei 24.076, onde as etapas de transporte e comercialização passaram a ser reguladas por ela.

Cabe ressaltar, entretanto, que as leis de cunho federal, em diversos temas, possuem escopo mais generalista, de diretrizes gerais e cabe às leis de cunho provinciais ou estatais o estabelecimento de leis complementares mais específicas.

No que tange à esfera de regulação ambiental, a questão é similar à existente em relação aos HC, especificamente. Com a reforma constitucional de 1994, ficou bastante claro o escopo legislativo de cada ator. No caso do governo nacional, cabe a ele estabelecer diretrizes mínimas gerais a serem cumpridas na nação e as medidas a serem adotadas minimamente pelos agentes competentes caso essas diretrizes sejam descumpridas. Em relação a critérios regulatórios mais específicos, estes cabem às províncias editar leis complementares às leis federais de meio ambiente que versem a respeito de pontos específicos em relação à proteção ambiental, na medida em que elas possuem a posse dos HC encontrados em seu território. O paradigma geral ambiental no país é a Lei Nº. 25.675, conhecida como “General Environmental Law – GEL”, a Lei Nº. 25.612 que estabelece parâmetros mínimos para proteção dos padrões ambientais no que tange à gestão de resíduos sólidos industriais e provenientes de atividades exploratórias desse segmento e também a Lei Nº. 24.051, conhecida como “Hazardous Waste Law”.

Em relação ao uso da água, a província de Neuquén possui uma lei que proíbe a utilização de água proveniente de aquíferos ou reservatórios subterrâneos nas atividades de perfuração e cimentação de poços em detrimento do abastecimento populacional e irrigação do solo para agricultura. Em relação à questão de tornar público o conhecimento em relação aos componentes que fazem parte do fluido utilizado nos procedimentos de fraturamento hidráulico, Neuquén também possui uma lei que trata do “disclosure” dessas informações bem como a obrigatoriedade de torná-la pública.

No entanto, através da observação dos dados analisados, isto ocorre basicamente em Neuquén. As demais províncias ou possuem diretrizes mais incipientes ou não possuem nenhum regulamentação complementar às diretrizes nacionais, sobretudo no que tange às técnicas de fraturamento hidráulico e perfuração horizontal. Isso pode se explicar, em grande medida, por serem estas atividades no país ainda muito incipientes.

A assimetria regulatória entre as províncias é bastante evidente na Argentina, sobretudo em relação ao nível de maturidade das instituições.

Outro aspecto relevante diz respeito aos investimentos em P&DI para o setor de O&G. Não foi observado ao longo da literatura tratada no capítulo algum programa ou linhas de financiamento em pesquisas para desenvolvimento de tecnologias próprias para o país nas atividades de E&P de petróleo e gás natural. O país carece de mão de obra qualificada e formada especificamente para lidar com a questão dos HNC, evidenciado pelo grande “gap” em relação ao conhecimento geológico no país. Isso se percebe em função da ausência, por exemplo, de dados sísmicos em 2D e 3D, mapeamento e classificações das bacias existentes no território argentino, estudos de viabilidade econômica para projetos de E&P, entre outros em escala e qualidade suficientes para que se justifique algum projeto de E&P.

Uma exceção a este cenário é a bacia neuquina, que possuiu uma grande quantidade informacional a respeito de dados geológicos, sísmicos e mapeamentos da região, bem como uma infraestrutura tecnológica e de mão de obra qualificada. Ainda sim, não é o nível ótimo necessário para que as atividades e HNC se desenvolvam no país. Mas em relação às outras províncias, esta é a mais avançada. Por isso é sempre usada como base e exemplo nos estudos do setor no país. A grande maioria das informações a respeito do país é provida por organismos internacionais do setor, como por exemplo, o EIA/DOE.

No que diz respeito à política de preços praticada pelo governo para o setor energético, pode-se dizer que é uma política absolutamente equivocada do ponto de vista econômico e de mercado. Essa política é usada como uma política de controle inflacionário no país, o que acaba gerando, como consequência, um completo desequilíbrio estrutural no país em diversos segmentos, além do setor energético. As contas públicas hoje apresentam déficits enormes (ALMEIDA, 2007; GADANO, 2012, FERNÁNDEZ, 2012; MARTÍNEZ, 2012; LAPEÑA, 2008; LAPEÑA, 2012).

Segundo ALMEIDA (2007), “a crise financeira Argentina do inicio da década de 2000 mudou radicalmente o cenário das indústrias energéticas argentinas. O processo de desvalorização cambial de 2002, seguido do congelamento das tarifas deixou as empresas

energéticas numa situação financeira difícil. O setor de gás natural foi particularmente atingido, já que as empresas haviam realizado pesados investimento na infraestrutura com base em financiamentos externos. Assim, enquanto a receita destas empresas reduziu-se para 1/3 do seu valor original em dólares, a dívida externa das empresas permaneceu inalterada. Com o congelamento das tarifas, o preço do gás natural na Argentina que já era em média 50% mais barato que os preços praticados no mercado internacional, reduziram-se para cerca de 20% do valor médio do mercado Europeu e Americano”. O governo permaneceu com esta política de preços para o gás natural após a crise em 2002 e, como consequência disso, a atratividade para a realização de investimentos no setor energético Argentino sofreu grande redução ao compasso em que houve um rápido aumento da demanda de gás natural. Esse descompasso entre oferta x demanda de gás, forçou o governo argentino a restringir as exportações para os países vizinhos, afetando de forma importante a credibilidade dos acordos de integração energética na região sul-americana (ALMEIDA, 2007).

5. Análise Crítica Inter-Relacional entre o Caso Americano e o Caso Argentino

Diante do que foi apresentado no caso de sucesso da experiência americana e no cenário descrito no caso da Argentina, é possível estabelecer um paralelo entre esses casos, de forma a identificar na experiência americana as variáveis que permitiram que a exploração do gás de folhelho no país obtivesse sucesso e, a partir daí, associá-las com o caso argentino, identificando os meios possíveis para se alcançar essas condições. Isso permitirá entender se é possível que a experiência americana se repita ou não na Argentina e, caso não se repita, quais os caminhos alternativos que este país poderia adotar para o aproveitamento desses recursos.

Conforme pode ser observado no capítulo 03, as variáveis necessárias e seus respectivos níveis de maturidade para que o mercado de HNC nos EUA, notadamente o gás de folhelho, se tornasse possível foram:

- O elevadíssimo nível tecnológico encontrado no país frente nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, destacadamente as técnicas de fraturamento hidráulico e perfuração de poços horizontais sobretudo com maciço investimento realizado nos setores de P&DI para descobertas e aprimoramento de diversas tecnologias para a viabilização da exploração desses HNC;
- A estrutura madura da indústria de O&G no país (formada basicamente por pequenos e médios produtores independentes e locais) que permitiu o desenvolvimento da atual infraestrutura energética dos EUA, sobretudo no que diz respeito à extensa malha de gasodutos e oleodutos interligando os centros produtores ao mercado consumidor;
- O alto nível da qualificação da mão-de-obra para o setor disponível no país;
- A enorme disponibilidade de dados em relação às estruturas geológicas nos EUA, sobretudo com elevadíssimo grau qualitativo,

- O ambiente regulatório, sobretudo no que diz respeito:
 - A um marco institucional para as atividades de E&P claro, estável e bem definido, propício à realização de investimentos;
 - Ao acesso às fontes de recursos hídricos facilitado;
 - Ao acesso à terra (propriedade do solo e subsolo) facilitado;
 - À propriedade dos recursos naturais presentes nesse subsolo;
 - À política de preços adotada no mercado interno;
 - Às questões referentes à proteção ambiental;

Em relação ao cenário apresentado para o caso da Argentina no capítulo 04, as características identificadas a partir da observação do atual cenário da indústria de HC convencionais e HNC no país foram:

- Ausência de um programa de investimentos em P&DI voltado para geração de tecnologia de ponta para aplicação na exploração de HNC, bem como da indústria petrolífera como um todo;
- Um ambiente regulatório bastante confuso, sobretudo no que diz respeito à política de preços, que sofre atualmente com fortes subsídios por parte do governo nacional, que usa essa política para controle inflacionário no país. Assim, os preços dos combustíveis no país são descolados do preço do mercado internacional, o que gera um grave desequilíbrio entre a oferta e a demanda e nas contas públicas do país;
- À legislação aplicada no que diz respeito à exploração e produção de HC como um todo no país, formada por uma lei federal central, estrutural, básica, com poder de jurisdição sobre as atividades e a existência de leis complementares a esta de cunho provincial, aonde cada província possa legislar acerca de pontos específicos em relação a sua província;
- A existência por parte do governo federal de um tronco legislativo geral no que tange à regulação ambiental, onde há diretrizes e padrões mínimos a serem seguidos e, no âmbito provincial, um aprofundamento em relação às questões mais específicas de cada província, através de leis complementares. Entretanto,

não se observa a presença de quaisquer padrões mínimos e diretrizes ambientais para balizar as atividades de extração dos HNC, sobretudo por ser esta indústria ainda no país bastante incipiente;

- O acesso à terra (propriedade do solo e do subsolo) no país pertence à Nação o que, em consequência, confere a ela a pose de todos os recursos naturais que encontrem-se abaixo do solo, no seu subsolo, baseado na doutrina do Domínio Estatal Originário, Soberano ou Real, o que torna o seu acesso dificultado por parte da iniciativa privada;
- Assim, os HC de quaisquer naturezas, bem como minérios e outros recursos naturais, como a água e seu decorrente acesso, pertencem ao governo nacional, necessitando, sobretudo à agua, de autorização por parte deste para que possa ser utilizada e/ou produzida;

Em relação ao nível de domínio tecnológico, a experiência demonstrada no caso dos EUA aponta que, quanto maior forem os investimentos neste setor maiores são as chances de um país conseguir explorar e realizar o aproveitamento dos recursos não convencionais em seu território. Na medida em que a indústria do petróleo é intensiva em tecnologia, quanto mais investimentos forem realizados mais tecnologia de ponta e inovadora será produzida o que, consequentemente, leva a uma maior chance de aproveitamento dos recursos existentes a serem explorados e transformados em reservas (FERNANDEZ, 2012). A realização de investimentos neste setor fruto de parcerias entre governos, iniciativas privadas e institutos de pesquisas, com notório destaque para o EGSP, foi fundamental para o aperfeiçoamento e aprimoramento de tecnologias necessárias à realização das atividades de fraturamento hidráulico e perfuração direcional.

Quando se observa o cenário argentino, no entanto, não consegue se depreender as mesmas conclusões. O país carece de estruturas institucionais que desenvolvam essas tecnologias necessárias à extração dos HNC, sobretudo para as duas principais tecnologias necessárias para a extração dos HNC, quais sejam o fraturamento hidráulico e a perfuração de poços direcionais, além de não possuir nenhum programa de investimentos para geração de tecnologia no país no que diz respeito à indústria do petróleo.

Atualmente, toda a tecnologia que venha a ser aplicada na Argentina seria importada dos EUA. É importante ressaltar que a geologia dos HNC varia muito de um local para o outro. Dessa maneira, é muito importante que as tecnologias estejam compatíveis com as peculiaridades de cada localização, sendo sempre aperfeiçoadas. Porém, isto só é possível se houver maciço investimento no segmento de P&DI.

Portanto, a questão do desenvolvimento tecnológico no que tange ao setor de petróleo e gás natural é hoje um desafio chave a ser superado pela Argentina. Como forma de solução para este desafio pode-se apontar o aumento de recursos direcionados ao investimento e ao desenvolvimento do setor de P&DI, bem como a criação de programas específicos para o desenvolvimento de tecnologias voltadas para o segmento de E&P de O&G, sobretudo os direcionados para a extração dos HNC em parcerias com universidades e a criação de centros de pesquisas e geração de tecnologias no próprio país de forma a atender as necessidades específicas de sua indústria;

Em relação ao nível de conhecimento das estruturas geológicas, a experiência americana mostrou que não somente do ponto de vista quantitativo essa variável é de grande importância, mas também sob o ponto de vista qualitativo. Ou seja, além da necessidade de se mapear a maior quantidade possível de estruturas geológicas existentes em seu território, se possível sua totalidade, faz-se necessário também que este mapeamento seja de alta qualidade, com informações precisas e detalhadas a respeito de características como permeabilidade, porosidade e mobilidade do fluido na rocha, o TOC de cada formação, dentre outros fatores, conforme apresentados no capítulo 02. Esses investimentos em P&DI também acabaram por gerar, como consequência, um aumento significativo em relação ao conhecimento geológico nos EUA, em toda a sua extensão, na medida em que para se realizar os estudos de prospecção e exploração desses HNC era necessário saber exatamente aonde se davam suas ocorrências. Assim, a partir das informações já existentes para a exploração de fontes convencionais de petróleo e gás natural, aprofundou-se os estudos para melhorias e inovações nessas informações

Isto é muito importante para que se avalie o real potencial de HC existentes em cada estrutura de formação geológica, bem como o real nível de recursos e reservas existentes no país e sua viabilidade ou não de extração e o porquê. Isso, aliado ao poder tecnológico já

explicado no parágrafo anterior, pode conferir, até mesmo, um grau de confiabilidade aos investidores por parte do país, na medida em que as informações disponíveis a respeito da quantidade de recursos e reservas em determinado país se tornam claras e confiáveis. Assim, torna-se mais fácil atrair investimentos para o país por perceber-se um horizonte de previsibilidade.

Quando se observa o cenário argentino sob esse aspecto, no entanto, não se pode apresentar uma perspectiva positiva nem pelo espectro quantitativo muito menos pelo qualitative (CHEBLI, 2010). Há no país hoje uma grande carência de dados técnicos relativos às estruturas geológicas de formação existentes em seu território, inclusive com regiões totalmente desconhecidas em termos geológicos para o país. Em geral, pela forma a qual se dá o regime regulatório para o setor de O&G no país, essas informações encontram-se descentralizadas, dispersas e em diferentes níveis. Uma ligeira exceção para este cenário é a província de Neuquén. Por ser o principal site exploratório do país e conter a maior jazida e o maior campo produtor de gás natural do país – Loma de La Lata – as atividades de prospecção e de exploração e produção em Neuquén começaram muito cedo, o que permitiu o amadurecimento de todo um arcabouço técnico para que essa produção se tornasse viável (CHEBLI, 2010).

Atualmente, a maior parte – não a totalidade, pois não há ausência total, mas sim parcial – dos dados técnicos referentes à reservas, recursos, potencial exploratório, razão R/P, estrutura geológica de formação, TOC das formações, dentre outros, são providos agências internacionais especializadas que realizam estudos de cenários e grandes empresas que possuem atividades no país, que necessitam conhecer esses dados para a realização de suas atividades. Portanto, informações estratégicas no que se refere à geologia na Argentina, em sua grande maioria, estão nas mãos de empresas e consultorias privadas internacionais. Isso é crítico para o país.

Portanto, a questão do nível informational e de conhecimento em relação às estruturas geológicas na Argentina é hoje também um desafio chave a ser superado que, para isso, precisa da solução em relação a outro importante desafio que se apresenta, qual seja, o investimento de forma maciça na formação e qualificação de mão de obra especializada em diversos níveis e segmentos, dentro dos estudos de geologia e campos

afins que se destinem a estudar a complexidade das estruturas geológicas no país. A capacitação e a formação de mão de obra altamente qualificada é fundamental para que exista no país um corpo técnico especializado e que possa trabalhar em órgãos competentes da área de geologia e E&P para a disponibilização de informações geológicas no país de elevado nível quantitativo e qualitativo. Convênios com universidades e centros de pesquisas internacionais e nacionais são formas disto se realizar.

Em relação à estrutura regulatória do mercado, a experiência americana mostrou que a existência de um arcabouço legislativo claro, coerente, forte e com maturidade de suas instituições é fundamental para o desenvolvimento das atividades do setor de O&G. Nos EUA, a opção pelo Federalismo como forma de governo permitiu que os Estados que compõem a federação americana possuíssem certo grau de independência em relação ao governo federal, elaborando suas próprias leis e legislando sobre suas necessidades particulares, porém tudo de forma muito organizada e coerente (ZAPATA, 2013). A questão do ambiente regulatório em um país é crucial para que os investidores, tanto nacional, quanto internacional, possam investir seus capitais nas atividades de diversos setores industriais de um país. Um ambiente regulatório claro, estável e previsível quanto ao “payback” dos investimentos, e seu nível de retorno são fundamentais para o desenvolvimento das “facilities” necessárias para o setor de O&G.

Apesar disso, existe hoje nos EUA estados que possuem uma legislação totalmente pró-hidrocarbonetos, como é o caso do Texas e da Louisiana, enquanto outros que são totalmente avessos aos hidrocarbonetos, como é o caso da Flórida e Califórnia. Apesar disso, as disposições regulatórias no que dizem respeito ao fraturamento hidráulico, por exemplo, são bastante claras.

Quando se observa o cenário argentino sob esse aspecto, no entanto, o panorama é diferente. A regulação do setor de petróleo e gás no país passa pela discussão da propriedade dos HC. Há uma Lei do Petróleo a qual se encontra vigente até os dias de hoje. Esta Lei, em seu núcleo, tem por objetivo regular as atividades de exploração, exploração, industrialização, transporte e comercialização de hidrocarbonetos líquidos e gasosos no país, abarcando quase a totalidade da cadeia de valor dos HC no país. Para o gás natural,

especificamente, em 2004 criou-se a Lei 24.076, onde as etapas de transporte e comercialização passaram a ser reguladas por ela.

A posse do solo e do subsolo na Argentina são de propriedade inalienável da nação, de caráter público, portanto, diferentemente dos EUA, onde predomina a propriedade privada. Assim, os recursos naturais ali encontrados são, consequentemente, da Nação ou da província a qual se dê a ocorrência das jazidas de HC.

Em seu art. 40, a constituição impõe o princípio da propriedade inalienável e imprescritível da Nação sobre as jazidas petrolíferas e das demais fontes de recursos naturais existentes em seu subsolo, e que fora modificado em 1994 pela reforma constitucional, onde introduziu o art. 124, em que a Nação adjudicava a posse das jazidas em nome das províncias. O aspecto regulatório no que diz respeito à posse do solo, subsolo e dos minerais ali presentes é de ordem nacional. Nos EUA, essa posse é do dono da propriedade, seja ela privada ou pública. No caso de ser privada, do seu proprietário, seja ela pessoa física ou jurídica. No caso de ser pública, da administração pública competente – geralmente federal. Essa diferença foi crucial para que a indústria americana pudesse se desenvolver de forma rápida.

A transferência da posse e propriedade das jazidas de HC na Argentina acabou por descentralizar a administração da atividade de prospecção e exploração de HC no país.

Portanto, a questão da regulação das atividades de E&P na Argentina é um desafio importante a ser transposto. Deve-se desestimular a existência de uma lei de HC em cada província, pensando em um sistema que englobe os interesses das províncias e da nação para garantia de um horizonte produtivo e o usufruto da renda petrolífera (ARAÓZ ET AL, 2010). Deve-se buscar uma lei nacional de HC uniforme que forneça um guia e previsibilidade ao setor sobre as atividades de E&P (CHEBLI, 2010; CARRIZO, 2010). Dessa forma, a estrutura descentralizada do governo em relação à gestão desses HC não é positiva como no caso americano. Enquanto nos EUA esse fator ajudou ao desenvolvimento do setor no país, na Argentina ele dificulta. Segundo especialistas, essa lei nacional de HC deve ser moderna e o estado nacional deve assegurar o exercício de atividades indelegáveis que não a ele próprio, como planejamento estratégico e o

estabelecimento de uma política nacional de longo prazo. Ainda, no que tange a plataforma continental, a lei deveria fixar mecanismos para exploração e produção dos recursos existentes na plataforma continental com base nas experiências de exploração em alto mar de sucesso no mundo, notadamente a brasileira.

Ainda dentro da estrutura regulatória, o aspecto dos mecanismos de formação de preços é fator crucial nessa discussão. O cenário de preços do gás natural nos EUA, conforme apresentado diversas vezes ao longo deste trabalho, sofreu uma ruptura significativa em relação aos demais mercados de gás natural no mundo, chegando a atingir um valor de US\$ 2/MMBTU (BP, 2012). Ademais dos outros fatores que levaram a isto, um ponto importante dentro desta questão é que os mecanismos de formação dos preços nos EUA são atrelados ao livre-mercado, ou seja, não há intervenção por parte do governo para regular este preço. É adotado o mecanismo liberal.

Quando se observa o cenário argentino sob esse aspecto, constata-se que a situação é totalmente contrária. A política de preços implementada em 2002, em função da crise econômica pela qual passava o país, foi continuada pelos anos subsequentes sem explicações. Hoje, o sistema de preços da energia no país é absolutamente desestimulador para que investimentos necessários ao desenvolvimento do setor sejam realizados, sobretudo para os HNC (FERNANDEZ, 2012). Estes possuem um prazo de retorno do investimento muito maior do que os HC e, portanto, necessitam de uma estabilidade e previsibilidade econômica e institucional que hoje o país não oferece. Existem fortes subsídios de preços cada vez maiores por parte do governo às empresas do setor, a fim de manter os níveis de preços em um patamar artificialmente baixo e não incorrendo em inflação nos preços praticados (FERNANDEZ, 2012). Isso custou ao país a perda do seu auto abastecimento energético em 2011. Além disso, como agravante, o déficit da balança comercial tornou-se significativo e cada vez maior em função das grandes importações de GNL e outras fontes de energia necessárias para que o abastecimento interno do país fosse garantido, além dos fortes subsídios pagos pelo governo às empresas privadas para que elas não apresentassem déficits em seus balanços de pagamentos e realizassem desinvestimentos estruturais em massa. Como consequência disso, gerou-se um déficit enorme nas contas públicas do país.

Portanto, a questão da política de preços praticada pelo governo argentino é outro desafio chave a ser superado para que torne viável a indústria de HNC no país. É preciso que o investidor seja remunerado ao preço de mercado pelos seus investimentos, além de que o tempo de retorno desse investimento seja assegurado. O governo cobre essa diferença entre o mercado e os preços praticados internamente através de subsídios. Por isso, no longo prazo, essa política é insustentável, pois os recursos para sua manutenção são limitados. Assim, com preços baixos, há uma demanda cada vez maior por essa energia que, por sua vez, precisa ser atendida. Para isso, o governo realiza gastos cada vez maiores para importar grandes quantidades de GNL de outros países, visto que o gás natural é a base da geração de energia no país. Assim, cria-se uma espécie de “bola-de-neve”. Como solução a esta questão, a Argentina deve reduzir a intervenção estatal nos seus mercados, liberalizando-os de forma gradual e realizando as reformas e os investimentos necessários, sobretudo em infraestrutura para que o país se reestruture no seu setor energético e econômico.

Outro aspecto importante que também está dentro da questão regulatória é a questão do acesso e uso da água e das questões ambientais.

No tocante às questões de proteção ambiental, tanto os EUA quanto a Argentina a competência jurisdicional no âmbito federal em relação às questões de proteção ambiental é de caráter mais generalista, estabelecendo condições mínimas e diretrizes gerais para a preservação do meio ambiente, dos recursos hídricos em geral e da qualidade do ar (SANZ, 2013).

Entretanto, enquanto nos EUA existem de forma bastante clara diversas leis e dispositivos que regulam os impactos das atividades de fraturamento hidráulico por parte dos Estados e do governo federal, com penalizações e sansões, bem como medidas de recuperação ambiental caso haja algum acidente, na Argentina não existe nenhuma lei ou dispositivo que regule esta atividade nem que preveja penalizações e sansões para eventuais acidentes que possam vir a ocorrer. Isso se explica pelo fato dessa indústria ser ainda bastante incipiente na Argentina. Nos EUA, sobretudo o FracFocus ajuda tanto no “disclosure” em relação à informação dos componentes do fluido de fraturamento quanto da legislação por parte da utilização do fraturamento.

Nesse sentido (SANZ, 2013) defende a criação de uma Lei de Pressupostos de Proteção Ambiental para a Exploração de HNC na Argentina, na tentativa de se estabelecer um conjunto legislativo mínimo inicial para assegurar a proteção ambiental das atividades de exploração de HNC, que garanta em todo o território o cumprimento desses requisitos e, com o tempo, esse arcabouço legislativo ir sendo aperfeiçoado.

Em relação ao uso da água, a situação nos EUA e na Argentina também diferem. Em ambos os países a água é caracterizada como um recurso natural e o acesso a este recurso está associado à propriedade do solo e do subsolo. No entanto, a diferença crucial está no direito à propriedade do solo e subsolo de cada país.

Enquanto nos EUA, conforme já foi dito anteriormente, essa posse é do dono da propriedade, seja ela privada ou pública (no caso de ser privada, do seu proprietário, seja ela pessoa física ou jurídica e no caso de ser pública, da administração pública competente – geralmente federal), na Argentina este recurso é, em sua totalidade pública. Essa diferença é crucial para que o desenvolvimento de atividades cruciais, sobretudo o fraturamento hidráulico, transcorra de forma rápida e a exploração dos HNC no país atingisse um nível de maturidade elevado. Essa atividade exige grandes volumes de água para que possa ser realizada, conforme mostra a Figura 32.

Ademais, na Argentina, em relação ao uso da água para as atividades de faturamento hidráulico, algumas províncias, como Neuquén, por exemplo, proíbem o uso de águas de uma província em outra (ANIA, 2013). Devem-se utilizar os recursos hídricos da própria província para a realização das atividades exploratórias, sobretudo durante as etapas de perfuração e cimentação dos poços. É proibida também por lei federal a utilização de água proveniente de aquíferos ou reservatórios subterrâneos em detrimento do abastecimento populacional e irrigação do solo para agricultura. Só podem ser utilizadas águas com algum teor salino para tal (ANIA, 2013). O problema é que isso pode alterar as propriedades do fluido de perfuração, dificultando a realização das atividades. Deve-se obter uma autorização por parte do governo argentino previamente para que seja utilizada essa água encontrada.

Assim, o aproveitamento dos recursos hídricos na Argentina não se dá da mesma forma que nos EUA o que, de certa forma, dificulta a realização das atividades de fraturamento hidráulico necessárias à indústria de HNC para sua extração (ANIA, 2013).

6. Conclusão

O presente trabalho teve como objetivo analisar se o gás de folhelho se apresenta como uma alternativa viável para a superação dos desafios presentes hoje no setor energético argentino à luz da experiência norte-americana. A **hipótese** adotada para esta dissertação foi de que a Argentina, ainda que possua a terceira maior fonte de recursos em potencial de gás de folhelho do mundo, não conseguirá no curto prazo, desenvolver esses recursos de forma a transformá-los em reservas à luz de como se deu na experiência dos EUA. Para a consecução deste objetivo, a metodologia aplicada neste trabalho foi a elaboração de uma análise crítica inter-relacional entre o caso de sucesso norte-americano e o cenário apresentado na Argentina no que tange à exploração desse gás de folhelho

Para subsidiar a elaboração desta análise, realizaram-se dois levantamentos. No caso dos EUA, realizou-se um mapeamento das principais variáveis que permitiram esse país desenvolver o gás de folhelho e incorporá-lo ao seu mercado interno de gás natural. Esse mapeamento se justifica, pois foi necessário levantar as variáveis de sucesso no caso americano para que servissem de parâmetro para comparação no caso Argentino. Esse levantamento se deu a partir de um olhar histórico em relação a condicionantes internos como os níveis de conhecimento geológico e domínio tecnológico do país, o nível de qualificação da mão de obra, a estrutura regulatória do mercado, a estrutura de preços, a infraestrutura existente, os investimentos em P&DI, o uso e acesso à água, a propriedade do solo e subsolo, questões ambientais e do ambiente de competitividade para a realização de investimentos.

No caso da Argentina, realizou-se um mapeamento do atual cenário energético do país e seus condicionantes e seus condicionantes de mercado interno, com destaque especial para o gás natural, contemplando os fatores históricos que levaram o país hoje às condições atuais de elevada vulnerabilidade no seu setor energético e de grande dependência do gás natural em sua matriz de geração elétrica. Esse levantamento fez-se necessário para observar os condicionantes atuais do mercado argentino no que diz respeito às estruturas existentes ou não em relação ao seu mercado energético e compará-las com as variáveis de sucesso americanas para, em seguida, realizar a análise inter-relacional entre

elas. Realizou-se também um levantamento do seu potencial em termos de recursos no que tange ao gás de folhelho. O país é apontado como o terceiro maior play desses recursos em potencial no mundo.

A análise depreendida no trabalho em relação aos elementos supracitados levou à conclusão de que a Argentina, ainda que possua a terceira maior fonte de recursos em potencial de gás de folhelho do mundo, não conseguirá no curto e médio prazo, desenvolver esses recursos de forma satisfatória e transformá-los em reservas realizando seu aproveitamento no mercado interno assim como se deu na experiência americana, apontada no capítulo 03, corroborando a hipótese adotada neste trabalho.

Isso se explica, sobretudo, pois o país carece de certo grau de maturidade em relação às diversas variáveis analisadas neste trabalho necessárias que são, segundo a experiência americana, pré-requisitos básicos fundamentais para que esse desenvolvimento se dê de forma plena.

Vale notar, no entanto, que o fato de um país não possuir as mesmas características de sucesso encontradas no caso americano para o desenvolvimento do gás de folheho não significa, necessariamente, que este não consiga desenvolvê-lo de outra forma, por outra rota de aproveitamento para produzir e aproveitar este recurso. Da mesma forma, simplesmente possuí-las não significa, necessária e suficientemente, que a experiência americana se repetirá. Esse desenvolvimento pode se dar de outras formas alternativas ao caso americano.

Parece claro, através do que fora apresentado até aqui, que a experiência americana não se repetirá na Argentina, sobretudo porque o mercado americano é detentor de características bastante peculiares que, quando reunidas, propiciaram uma condição ímpar para o desenvolvimento da indústria de HNC no país, sobretudo a estrutura de mercado interno bem definida e madura e a imensa infraestrutura de gasodutos já existente por todo o país interligando os centros produtores aos mercados consumidores.

Entretanto, três aspectos identificados no caso americano são imprescindíveis para que quaisquer fontes energéticas, especialmente as não convencionais, como é o caso do

gás de folhelho em questão neste trabalho, possam tornar-se viáveis em qualquer lugar no mundo.

O primeiro é o aspecto tecnológico. Este é condição *sine qua non* para que quaisquer fontes de recursos energéticos passem da categoria de simples recursos para a categoria de recursos recuperáveis – ou reservas, segundo MAUGERI (2004) – passíveis de ser técnica e economicamente viável de ser explorado. É somente a partir do momento em que esses recursos possam acessados fisicamente aonde se dá a sua ocorrência que se poderá viabilizá-lo. A Argentina carece muito desse aspecto, sobretudo para o setor de petróleo e gás. É necessário que se invista maciçamente nesse setor para que o país consiga reverter suas atuais tendências.

O segundo aspecto é o de geologia. Este é também condição *sine qua non* para que se saibam os reais potenciais de ocorrência de jazidas hidrocarboníferas nas formações rochosas. Somente a partir de análises estratigráficas, e outras técnicas específicas deste tipo de conhecimento é que se pode delimitar o potencial de uma provável ocorrência de hidrocarbonetos em formações rochosas. Este aspecto presume também um elevado nível tecnológico para que esses dados sejam levantados. Este aspecto está diretamente correlacionado ao anterior.

Para isso, é necessário que se tenha um elevado nível de formação de mão de obra qualificada, o terceiro aspecto, para que estas informações possam ser levantadas, analisadas e que se obtenham conclusões concretas a partir delas.

Esta formação de mão de obra qualificada, por sua vez, também está diretamente relacionada à questão dos investimentos em P&DI, na medida em que esta capacitação de dá a partir da existência de centros de tecnologias e de pesquisas especializadas nesses segmentos, à luz do que se tem hoje no Brasil, no Parque Tecnológico da UFRJ. Lá se encontram empresas que trabalham no limite do estado da arte no aspecto de geração de tecnologias para os mais diversos segmentos do setor de O&G.

Em relação ao caso específico da Argentina, além dos três elementos supracitados, para que esse mercado possa se desenvolver é necessário que o país reverta também sua atual política de preços praticada no setor energético. A atual política trabalha com preços

abaixo do preço do mercado internacional competitivo e gera déficits cada vez maiores no balanço de pagamentos do país e das empresas desse setor que lá atuam. Esse aspecto é de suma importância na medida em que, para que os investidores possam realizar os investimentos necessários no país a fim de ampliar e melhorar a infraestrutura do setor, eles precisam de um ambiente econômico e institucional estável e que garantam a eles a remuneração a este capital que será investido. Sem esta garantia, que hoje é dada pelo governo nacional do país através de crescentes subsídios, não haverá investimento no país, levando a uma obsolescência da infraestrutura existente.

As outras variáveis, como a questão ambiental, o acesso à terra e aos recursos naturais, aos recursos hídricos necessários para a realização da atividade de fraturamento hidráulico, a questão do marco regulatório claro e coerente podem ser resolvidas de diversas formas. Não necessariamente não tê-las significa que inviabiliza o desenvolvimento deste mercado, ao contrário das três variáveis supracitadas.

As possíveis formas alternativas de desenvolvimento e aproveitamento do gás de folhelho na Argentina podem se dar da seguinte forma::

Em primeiro lugar, é preciso definir qual será a estratégia adotada para o gás natural produzido no país. Caso a opção seja abastecer o mercado interno, é preciso que se decida qual(ais) o(s) setor(es) que será(ão) atendido(s) e qual será a demanda para esse gás natural. Nesse caso, o país deverá realizar a busca de financiamento para a concretização de grandes investimentos para que haja expansão da malha dutoviária hoje existente, interligando os centros de produção ao mercado consumidor. Interligar demanda x oferta é fundamental para o planejamento a longo prazo das atividades. Caso a opção seja exportar esse gás para gerar divisas, além de investir na ampliação da malha dutoviária, o país deverá também investir em terminais de liquefação em seus portos, de forma a exportar esse gás via navios de GNL para o mercado internacional.

Em segundo lugar, pode-se optar pelo uso para a geração termoelétrica interligando o campo de produção a uma UPGN ou construindo uma UTE próximo ao centro produtor para que esta usina seja alimentada diretamente pelo gás produzido. Nesse caso, uma ampliação do sistema de distribuição de energia elétrica do país deve ser considerado no

planejamento. Em terceiro lugar, há ainda a opção de produção de fertilizantes a partir do gás natural extraído, obtendo diversas aplicações. Outra aplicação possível é a sua utilização na indústria petroquímica, a qual utiliza uma grande quantidade de gás natural, sobretudo o eteno.

Todas essas questões precisam estar definidas de forma muito clara e objetiva. Somente assim será possível criar um ambiente favorável, confortável e confiável para o investidor no país. A realização desses investimentos é necessária para que possa haver uma modernização dessa infraestrutura superando seus gargalos. A atração de investimentos pode ser feita tanto via parcerias público-privadas (PPP) quanto por investimentos externos diretos (IED).

Assim será possível no país estabelecer uma política de metas e objetivos em longo prazo, contribuindo para o financiamento dos empreendimentos de exploração, prospecção e produção dos recursos não convencionais na Argentina.

De forma resumida, o quadro abaixo indica as principais conclusões deste trabalho.

Figura 36 - Quadro-Síntese das condições de Exploração de Gás de Folhelho nos EUA e na Argentina

	EUA	Argentina
Nível do conhecimento e domínio tecnológico do país	Elevado grau qualitativo e quantitativo	Insuficiente qualitativa e quantitativamente
Nível do conhecimento e domínio geológico do país	Elevado grau qualitativo e quantitativo	Insuficiente qualitativa e quantitativamente
Nível de qualificação da mão de obra especializada no país	Altamente Qualificada	Insuficiente para os obstáculos a serem transpostos
Investimentos em P&DI	Elevado grau	Insuficiente a Inexistente
Estrutura de formação de preços desse mercado	Livre-Mercado, sem interferência por parte do governo (liberalismo)	Preços artificialmente baixos, subsidiados e controlados pelo Governo Nacional; Utilizado como ferramenta para controle da inflação
Estrutura regulatória do mercado energético	Estável, madura e Consolidada	Instável, confuso, desorganizado
Nível de infraestrutura do mercado energético já existente	Elevadíssimo	Insuficiente
Propriedade do solo e subsolo, bem como dos recursos naturais adjacentes a ele	Propriedade privada com direito de acesso aos recursos pelo proprietário da terra (seja ele público ou privado)	Propriedade Pública, com direito de acesso à terra uso dos recursos cedido do governo nacional às províncias aonde se encontram esses recursos
Uso da água	Livre uso pro parte do proprietário da terra	Uso regulado pelo governo local
Questões Ambientais	Legislação geral a nível federal, com legislações complementares a nível estadual para questões específicas bem consolidadas e claras	Legislação geral a nível federal, com legislações complementares a nível estadual para questões específicas pouco claras e deficientes.

6.1 Recomendações de Trabalhos Futuros

Como decorrência deste trabalho, algumas sugestões de futuros estudos podem ser retiradas

- A análise da viabilidade do gás de folhelho para outros mercados como o Europeu, o Asiático, sobretudo a China;
- Quais as possíveis rotas alternativas de viabilização do mercado de gás de folhelho que não a ocorrida no caso americano;
- A análise em relação ao atual cenário de HNC no mercado americano;
- Em relação ao Brasil, analisar se há ou não potencial e condições para o aproveitamento dos recursos de HNC presentes no seu território e, caso haja, quais os caminhos para que isso se dê;
- Quais os benefícios no âmbito econômico que poderiam ser auferidos em um país decorrentes da exploração do gás de folhelho;
- Quais os ganhos reais que a economia argentina, especificamente, poderia obter a partir da viabilização do aproveitamento desses recursos de gás de folhelho;
- Estudo sobre a repartição das rendas petrolíferas na Argentina no âmbito deste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALBAN, M. **Transportes E Logística - Os modais e os desafios da multimodalidade na Bahia.** Fundação Luís Eduardo Magalhães. [S.l.]. 2012.
- ANADÓN, E. L. **El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales.** Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Buenos Aires. 2013.
- ANIA. Aspectos Ambientales En La Producción De Hidrocarburos De Yacimientos No Convencionales - El Caso Particular De “Vaca Muerta” En La Provincia De Neuquén. Academia Nacional De Ingeniería - Instituto De Energía. [S.l.]. 2013.
- ANP. **Boletim Anual De Preços.** Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. [S.l.]. 2012.
- ANP. **Boletim Anual De Preços.** Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. [S.l.]. 2013.
- BARBOSA, F. L. **Regulamentação Do Reúso Da Água Em Refinarias – Análise do Modelo Americano e Perspectivas para o Cenário Nacional.** Dissertação Submetida ao Corpo Docente da Coordenação dos Programas de Pós-Graduação De Engenharia da Universidade Federal do Rio De Janeiro.. [S.l.]. 2007.
- BCB. **Banco Central do Brasil**, 2013. Disponivel em: <<http://www.bcb.gov.br/pt-br/paginas/default.aspx>>. Acesso em: Novembro 2013.
- BERTERO, R. D. Gas de yacimientos no convencionales: La segunda revolución del gas natural en Argentina. Proyecto Energético, v. Año 28 - Nº 96, 2012.
- BLOOMBERG, M. Repsol Agrees to \$5 Billion Deal With Argentina on YPF. Disponível em: <http://www.bloomberg.com/news/2014-02-26/repsol-agrees-to-5-billion-deal-with-argentina-on-ypf.html>. Acesso em: 20 Março 2014.
- BNAMERICAS, 2012. Disponivel em: <<http://www.bnamicas.com/>>. Acesso em: Setembro 2012.
- BP. **BP Statistical Review Review.** [S.l.]. 2012.

BRASKEM, 2011. Disponível em: <<http://www.braskem-ri.com.br>Show.aspx?IdMateria=S2L0aDOdBVAqXGFULAgZ5g==>>. Acesso em: Julho 2013.

BOWKER, K. A. Barnett Shale Gas Production, Fort Worth Basin: Issues and discussion. **AAPG Bulletin, v. 91, no. 4**, Abril 2007. 523–533.

BOYER, C. et al. Shale Gas: A Global Resource. **Oilfield Review 23, no. 3.**, 2011.

BRAGA, L. P. **O Processo de Individualização da Produção na Área do Pré- Sal e os Potenciais Problemas Práticos Advindos da Convivência dos Três Modelos de Contratos Internacionais de Petróleo**. Dissertação de Mestrado Apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro.. [S.l.]. 2012.

BROWN, C. **State Revenues and the Natural Gas Boom - An Assessment of State Oil and Gas Production Taxes**. National Conference of State Legislatures. [S.l.]. 2013.

BURWEN, J.; FLEGAL, J. **Unconventional Gas Exploration & Production - Case Studies on the Government's Role in Energy Technology Innovation**. American Energy Innovation Council. [S.l.]. 2013.

BURNETT, W. M.; MONETTA, D. J.; SILVERMAN, B. G. How the Gas Research Institute (GRI) helped Transform the US Natural Gas Industry. **Interfaces 23:1**, Janeiro-Fevereiro 1993. 44-58.

CAMMESA. **Informe Anual 2012. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**. [S.l.]. 2012.

CAMPOS, A. F. **A Reestruturação da Indústria de Petróleo Sul Americana nos Anos 90**. Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro/ Programa de Planejamento Energético - COPPE. [S.l.]. 2005.

CASTIÑEIRA, R. El déficit energético se llevó puesto el modelo. **Proyecto Energético**, n. Año 30 | N°99, Novembro 2013.

CHEADLE, B. A. **Systemic Reservoir Characterization of Organic-Rich Mudstones.** Recovery – 2011 CSPG CSEG CWLS Convention. Ontario: [s.n.]. 2011.

COSTNER, S. **Apply Shale Mineralogy to Customize Your Drilling Fluids.** HALLIBURTON. [S.I.]. 2012.

CARVALHO, R. D. S.; ROSA, A. J.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo.** [S.I.]: INTERCIÊNCIA, 2006.

CHESAPEAKE ENERGY. **Water Use In Barnett Deep Shale Gas Exploration - Fact Sheet.** [S.I.]. 2012.

CHOPRA, S. et al. **Shale Gas Reservoir Characterization Workflows.** SEG Las Vegas 2013 Annual Meeting. [S.I.]. 2012.

CLARKSON, C. R.; JENSEN, J. L.; CHIPPERFIELD, S. Unconventional gas reservoir evaluation: What do we have to consider? **Journal of Natural Gas Science and Engineering** **8**, 2012. 9-33.

CURTIS, J. B. Fractured shale-gas systems. **AAPG Bulletin**, v. **86**, no. **11**, Novembro 2002.

EIA. **Annual Energy - Outlook 2012 with Projections to 2035.** U.S. Energy Information Administration. [S.I.]. 2012.

EIA. **Country Analysis Briefs - Argentina.** U.S. Energy Information Administration. [S.I.]. 2012a.

EIA. **Annual Energy Outlook 2013 with Projections to 2040.** U.S. Energy Information Administration. [S.I.]. 2013.

EIA. **Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States.** Energy Information Administration - U.S. Department of Energy. [S.I.]. 2013.

ECONOMIDES, M. J.; OLIGNEY, R. E.; LEWIS, P. E. U.S. natural gas in 2011 and beyond. **Journal of Natural Gas Science and Engineering** **8** , 2012. 2-8.

ECONOMIDES, M. J.; WOOD, D. A. The State Of Natural Gas. **Journal of Natural Gas Science and Engineering** 1, 2009. 1-13.

EPA. **Understanding the Safe Drinking Water Act.** [S.l.]. 2004.

EPA. **Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources - Progress Report.** United States Environmental Protection Agency. [S.l.]. 2012.

FERNÁNDEZ, H. Reflexiones sobre la regulación de los hidrocarburos no convencionales. **Proyecto Energético**, v. Año 28 - N° 96, 2012.

FRAC FOCUS. **FracFocus 2.0**, 2013. Disponivel em: <<http://fracfocus.org/>>. Acesso em: Novembro 2013.

FULBRIGHT. Shale gas handbook - A quick-reference guide for companies involved in the exploitation of unconventional gas resources. A Norton Rose Fulbright. [S.l.]. 2013.

GADANO, N. La oportunidad de los recursos no convencionales. **Proyecto Energético**, v. Año 28 - N° 96, 2012.

GAO. **OIL AND GAS - Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks.** United States Government Accountability Office. [S.l.]. 2012.

GROAT, C. G. **Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development.** The Energy Institute - The University of Texas at Austin. Austin. 2012.

HALLIBURTON. **Shale**, 2012. Disponivel em: <<http://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/unconventional-resources/shale.page?node-id=hgjyd46w>>. Acesso em: Dezembro 2013.

HASS, M. R.; GOULDING, A. J. **Impact of Section 29 Tax Credits on Unconventional Gas Development and Gas Markets.** 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. Washington. DC.; [s.n.]. 1992.

HAAS, M.; GOULDING, A. J. **Impact of Section 29 Tax Credits on Unconventional Gas Development and Gas Markets**. Society of Petroleum Engineers. [S.l.]. 1992.

HALLIBURTON. **Trends In Unconventional Gas**. Oil and Gas Journal. [S.l.]. 2007.

HALLIBURTON. **U.S. Shale Gas - An Unconventional Resource. Unconventional Challenges**. [S.l.]. 2008.

IEA. **Regulatory Reform In Argentina's Natural Gas Sector**. International Energy Agency. [S.l.]. 1999.

IEA. **Key World Energy Statistics**. International Energy Agency. [S.l.]. 2012.

JACOBY, H. D.; O'SULLIVAN, F. M.; PALTSEVA, S. The Influence of Shale Gas on U.S. Energy and Environmental Policy. **Economics of Energy & Environmental Policy. Volume 1, Number 1**, 2012.

JARVIE, D. M. **Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 1—Shale-gas Resource Systems**. Texas, p. 69–87. 2012.

JIANG, M. et al. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions Of Marcellus Shale Gas. **ENVIRONMENTAL RESEARCH LETTERS 6**, 2011.

JOHNSON, P. **Churchill**. 1. ed. [S.l.]: Nova Fronteira , 2010.

JUAN C. GLORIOSO, A. R. R. **Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas**. SPE International. [S.l.]. 2012.

KINNAMAN, T. C. The Economic Impact Of Shale Gas Extraction: A Review Of Existing Studies. **Ecological Economics 70**, 2011. 1243–1249.

KPMG. **Shale Gas – A Global Perspective**. KPMG Global Energy Institute. [S.l.]. 2011.

KPMG. **Shale Gas Outlook: A U.S. perspective**. KPMG Global Energy Institute. [S.l.]. 2012.

KPMG. Shale Gas: Global M&A Trends. Focus on Argentina, China and United States. [S.I.]. 2012.

KUMAR, S. et al. Current Status And Future Projections Of LNG Demandand Supplies: A Global Prospective. **Energy Policy** **39**, 2011. 4097–4104.

KUUSKRAA, V. A. **Case Study #1. Barnett Shale:The Start of the Gas Shale Revolution.** Advanced Resources International, INC. [S.I.]. 2010.

K KUUSKRAA, V. A.; GUTHRIE, H. D. **Translating Lessons Learned From Unconventional Natural Gas R&D to Geologic Sequestration Technology.** [S.I.].

LAPEÑA, J. Una brevíssima reflexión a seis meses de la estatización de YPF. **Proyecto Energético**, v. Año 28 - n° 96, 2012.

LAPEÑA, J. 30 años de democracia en Argentina. **Proyecto Energético**, v. Año 30 | N°99, Novembro 2013.

LAW, B. E. Basin-Centered Gas Systems. **AAPG Bulletin**, v. **86**, no. **11**, Novembro 2012. 1891–1919.

LAW, B. E.; CURTIS, J. B. Introduction To Unconventional Petroleum Systems. **AAPG Bulletin**, v. **86**, no. **11**, Novembro 2002. 1851–1852.

LIMA, E. M. et al. Transporte E Logística Do Petróleo. **Cadernos de Graduação - Engenharia de Petróleo**, Outubro 2012. 1980 - 1777.

MACAVOY, P. W. **The Natural Gas Market Sixty Years of Regulation and Deregulation.** Yale University Press. [S.I.]. 2000.

MAIULLARI, G. **Gas Shale Reservoir: Characterization And Modelling Play Shale Scenario On Wells Data Base,** 2011. Disponivel em: <http://areeweb.polito.it/ricerca/petroleum/presentazioni/10-11/8_Maiullari_TENC-IPET.pdf>. Acesso em: Agosto 2013.

MARTIN, K. **Synfuel and Section 29 Tax Credits.** Energy & Min. L. Inst. Washington. 2003.

MAUGERI, L. **The Shale Oil Boom: A U.S. Phenomenon**. The Geopolitics of Energy Project. [S.I.]. 2013.

MAGOON, L. B.; DOW, W. G. The petroleum system. In: MAGOON, L. B.; DOW, W. G. The petroleum system--from source to trap American Association of Petroleum Geologists and Society of Economic Paleontologists and Mineralogists. [S.I.]: [s.n.], v. 4, 1995. p. 100.

MARES, D. **The Geopolitics of Natural Gas - Political Economy of Shale Gas in Argentina**. Harvard University's Belfer Center and Rice University's Baker Institute Center for Energy Studies. [S.I.]. 2013.

MARTÍNEZ, A. Los recursos no convencionales y la política petrolera. **Proyecto Energético**, v. y la política petrolera, 2012.

MATHIAS, M. C. P. P. **A Formação Da Indústria Global De Gás Natural: Definição, Condicionantes E Desafios**. Tese Submetida Ao Corpo Docente Da Coordenação Dos Programas De Pós-Graduação De Engenharia Da Universidade Federal Do Rio De Janeiro. [S.I.]. 2008.

MILANI, E. J. et al. Petróleo Na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados E Perspectivas. **Brazilian Journal of Geophysics**, Vol. 18(3), 2001.

MIT. **The Future Os Natural Gas - An Interdisciplinary Mit Study**. [S.I.].

NATURALGAS. NATURALGAS, 2013. Disponível em: <WWW.NATURALGAS.ORG>. Acesso em: Dezembro 2013.

NETL. **Modern Shale Gas. Development in the United Stated: a primer**. National Energy Technology Laboratory - US Department of Energy. Office of Fossil Energy. [S.I.]. 2009.

NETL. **DOE's Unconventional Gas Research Programs 1976-1995 - An Archive of Important Results**. National Energy Technology Laboratory - US Department od Energy. [S.I.]. 2007.

NETL. **Modern Shale Gas Development in the United States: An Update**. National Energy Technology Laboratory (NETL). [S.I.]. 2013.

NEWELL, R. **Shale Gas and the Outlook for U.S. Natural Gas Markets and Global Gas Resources**. Organization for Economic Cooperation and Development (OECD). Paris. 2011.

NPC GLOBAL. **Unconventional Gas - Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study**. [S.l.]. 2007.

NPC GLOBAL OIL. **Conventional Oil And Gas (Including Arctic and Enhanced Oil Recovery)**. Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study. [S.l.]. 2007.

National Conference Os State Legislatures. **Hydraulic Fracturing (Fracking)**, 2013. Disponível em:
<http://www.ncsl.org/documents/standcomm/scagee/FrackingInfoSheet.pdf>.

OLIVEIRA, A. C. V. D.; JACOMO, J. C. P. Expropriação, Nacionalização ou Estatização? O Caso Repsol-Ypf e a Questão Energética na Argentina. **Observador On-line v.7, n.05 - Observatório Político Sul-Americano. Instituto de Estudos Sociais e Políticos. Universidade do Estado do Rio de Janeiro IESP/UERJ.**, Maio 2012.

OSBORN, S. G. et al. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. **PNAS vol. 108, no. 20**, 2011.

PINTO JUNIOR, H. Q.; ALMEIDA, E. F. D. **Economia da Energia - Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. [S.l.]: Campus, 2007.

PLESS, J. **Natural Gas Development and Hydraulic Fracturing. A Policymaker's Guide.**. National Conference of State Legislatures. [S.l.]. 2012.

POLLASTRO, R. M. Total Petroleum System Assessment Of Undiscovered Resources In The Giant Barnett Shale Continuous (unconventional) gas accumulation, Fort Worth Basin, Texas. **AAPG Bulletin, v. 91, no. 4**, Abril 2007.

RANGUGNI, G. El Sector Energético como caso testigo de las políticas públicas. **Proyecto Energético**, n. Año 30 | N°99, Novembro 2013.

RICE UNIVERSITY. **Shale Gas and US National Security**. James Baker III Institute for Public Policy of Rice University. [S.l.]. 2011. (ISSN 1941-6466).

RAHM, B. G.; RIHA, S. J. Toward strategic management of shale gas development: Regional, collective impacts on water resources. **environmental science & policy** **17**, 2012. 12 – 23.

RAHM, D. Regulating Hydraulic Fracturing In Shale Gas Plays: The Case Of Texas. **Energy Policy** **39**, 2011. 2974–2981.

JERVIS, R – «international politics and diplomatic history: fruitful differences». in H-Diplo/ISSF. N.º 1, 2010

Roadmap For Unconventional Gas Projects In South Australia. **Unconventional Gas – What is it?** [S.l.].

ROTH, M. **Shale Gas Reservoirs** - Similiar, yet so different. [S.l.].

SANZ, E. La necesidad de un marco regulatorio ambiental para la actividad hidrocarburífera no convencional, n. Año 30 | N°99, Novembro 2013.

SCHLUMBERGER. **Schlumberger**, 2013. Disponivel em: <<http://www.slb.com/>>. Acesso em: Novembro 2013.

SECRETARIA DE ENERGIA, 2012. Disponivel em: <<http://www.energia.gov.ar/home/>>. Acesso em: Novembro 2013.

SECRETARÍA DE MINERÍA DE LA NACIÓN, 2013. Disponivel em: <<http://www.mineria.gov.ar/codigominero-completo.htm>>. Acesso em: Setembro 2013.

SCHLUMBERGER. **Successes in shale plays**. Schlumberger - Unconventional Resources. [S.l.]. 2012.

SHAFFER, B. Natural gas supply stability and foreign policy. **Energy Policy** **56**, 2013. 114–125.

SHIKARI, Y. A. **Gas Research Institute Underground Gas Storage Research Program: An Overview**. Society os Petroleum Engineers. Chicago.

SLATT, R. M. Important Geological Properties of Unconventional Resource Shales. **Central European Journal of Geosciences**, in press.

SPE. SPE Petroleum Resources Management System Guide for Non-Technical Users. SPE International. [S.l.].

STEVENS, P. The ‘Shale Gas Revolution’: Hype and Reality. A Chatham House Report. [S.l.]. 2010.

TAIOLI, F. Recursos Energéticos. In: **TEIXEIRA, W. Decifrando a Terra.** São Paulo: Oficina de Textos, 2000. p. 475-480.

THOMAS, J. E. FUNDAMENTOS DE ENGENHARIA DE PETROLEO. 4. ed. [S.l.]: INTERCIENCIA, 2004.

THE WHITE HOUSE. Blueprint For A Secure Energy Future. Washington. 2011.

TREMBATH, A. et al. Where The Shale Gas Revolution Came From - Government’s Role In The Development Of Hydraulic Fracturing In Shale. Breakthrough Institute Energy & Climate Program. [S.l.]. 2012.

USGS. Map of Assessed Shale Gas in the United States. U.S. Geological Survey National Assessment of Oil and Gas Resources Team. [S.l.]. 2012.

USGS. In-Place Oil Shale Resources Examined by Grade in the Major Basins of the Green River Formation, Colorado, Utah, and Wyoming. U.S. Geological Survey. [S.l.]. 2013.

US DEPARTMENT OF ENERGY. Natural Gas From Shale: Questions and Answers, 2013. Disponivel em: <<http://www.fe.doe.gov/>>.

USGS. Natural Gas Production in the United States. National Assessment of Oil and Gas Fact Sheet. [S.l.]. 2002.

VARIAN. H. Microeconomia: Princípios Básicos. 7. ed. Campus: [s.n.], 2007.

WUSTL. Land-Use Law in the United States and Japan: A Fundamental Overview and Comparative Analysis. Washington University Journal of Law & Policy. [S.l.]. 2002.

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

WANGN, J.; RYAN, D.; ANTHONY, E. J. Reducing thegreenhousegasfootprintofshalegas. **Energy Policy** **39**, 2011. 8196–8199.

WALTZ, K. (1959) 'Man, the State, and War'. New York. Columbia University Press.

YERGIN, D. O Petroleo - Uma História Mundial de Conquistas, Poder e Dinheiro. [S.l.]: Paz e Terra, 2012.

ZAPATA, E. Aspectos legales de la exploración y producción de hidrocarburos en la República Argentina. In: **Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la exploración y producción de hidrocarburos**. [S.l.]: [s.n.], 2013.