DEBORAH NASCIMENTO ALMEIDA SANTOS
NATHALIA TAVARES DA GAMA LIMA

Panorama do Mercado de Gás Natural Convencional e Não-Convencional

PROJETO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO
APRESENTADO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL
DA PUC-RIO, COMO PARTE DOS REQUISITOS PARA OBTENÇÃO
DO TÍTULO DE ENGENHEIRO DE PRODUÇÃO

Orientador: Roberto Peixoto Nogueira

Departamento de Engenharia Industrial
Rio de Janeiro, 06 de Dezembro de 2016.

Agradecimentos

Ao nosso orientador Roberto Peixoto pela dedicação, atenção e disposição em orientar o projeto. Gostaríamos de agradecer, também, à professora Ana Rosa do departamento de química por toda sua ajuda e disponibilidade ao longo da elaboração deste estudo.

Aos nossos amigos que trilharam conosco essa trajetória, tornando essa experiência inesquecível.

À PUC – Rio pelo ensino de qualidade e à todos os professores da graduação da Instituição pelos ensinamentos.

E um agradecimento especial à nossa família pelo amor, incentivo e apoio incondicional ao longo dos anos.

Resumo

O presente trabalho busca analisar o histórico, produção mundial e panorama atual do mercado de gás natural no Brasil e no mundo. Este estudo também tem o objetivo de estabelecer um comparativo entre o gás natural convencional e não convencional, com destaque para o *shale gas* ou gás de folhelho, conhecido como gás de xisto. Ademais, será analisada a tecnologia de extração do gás de xisto e os principais impactos ambientais decorrentes de sua utilização, bem como as possíveis alternativas de mitigação desses impactos. Além disso, será analisado o mercado de *shale gas* no mundo, com destaque para os países que possuem as maiores reservas mundiais, como os EUA, a China e a Argentina. Por fim, será analisada a atual situação da exploração de *shale gas* no Brasil, a regulamentação do método *fracking* no país, além das principais barreiras existentes para o desenvolvimento do mercado de gás não convencional no território brasileiro.

Palavras Chaves: Gás natural convencional, xisto, fracking, gás natural não convencional, impactos ambientais, barreiras

Abstract

The present study seeks to analyze the history, world production and current panorama of the natural gas market in Brazil and in the world. This study also aims to establish a comparison between conventional and unconventional natural gas, especially shale gas. In addition, it will be analyzed the shale gas extraction technology and the main environmental impacts resulting from its use, as well as the possible alternatives to mitigate these impacts. Furthermore, the shale gas market in the world will be analyzed, highlighting the countries with the largest reserves in the world, such as the USA, China and Argentina. Finally, will be analyzed the current situation of shale gas exploration in Brazil, the regulation of the fracking method in the country, and the main barriers to the development of the unconventional gas market in Brazil.

Key Words: Conventional gas, shale, fracking, unconventional gas, environmental impacts, barriers

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO	1
2.	GÁS NATURAL.....	3
2.1.	Gases convencionais	6
2.2.	Gases não convencionais	7
3.	ANÁLISE DO MERCADO DE GÁS NO MUNDO.....	11
3.1.	Histórico do mercado e da produção mundial	11
3.2.	Panorama atual do mercado mundial.....	12
3.3.	Principais reservas mundiais e volatilidade do preço	15
4.	ANÁLISE DO MERCADO DE GÁS NO BRASIL.....	17
4.1.	Histórico do mercado e da produção Brasil.....	17
4.2.	Panorama atual do mercado brasileiro.....	18
4.3.	Principais reservas brasileiras e volatilidade do preço	19
5.	GÁS DE XISTO.....	23
5.1.	Métodos de extração	23
5.2.	Impactos ambientais	26
5.3.	Análise do mercado de gás de xisto.....	30
5.3.1.	Mundo.....	30
5.3.2.	Brasil.....	35
5.3.2.1	Principais barreiras no Brasil.....	40
6.	CONCLUSÃO	44
7.	BIBLIOGRAFIA.....	47

Índice de Figuras

Figura 1 - Classificação do gás natural quanto a sua origem Fonte: Vieira et al. (2005)	4
Figura 2 - Desenho esquemático da produção de gás natural convencional e não convencional. Fonte: BC OIL & GAS COMMISSION, 2010	5
Figura 3 - Geologia de reservatórios convencionais e não convencionais de gás natural. Fonte: EIA, 2010.	5
Figura 4 - Composição Básica do Sistema Petrolífero - Fonte: Glossário Óleo & Gás – OGX	6
Figura 5 - Participação de diferentes fontes na oferta de energia primária total mundial – 1971 a 2013. Fonte: TOLMASQUIM, 2016	11
Figura 6 - Evolução da produção de gás natural – 2006-2015. Fontes: BP Statistical Review of World Energy 2016; para o Brasil, ANP/SDP	12
Figura 7 - Participação de países selecionados no consumo mundial de gás natural – 2015. Fontes: BP Statistical Review of World Energy 2016; para o Brasil, ANP/SPD	13
Figura 8- Grandes fluxos internacionais de gás natural	14
Figura 9- Projeção da produção de gás natural processado e das importações líquidas dos EUA. Fonte: EIA	14
Figura 10 - Reservas provadas globais de gás natural. Fonte: BP	15
Figura 11 - Evolução das maiores reservas provadas de gás natural. Fonte: EPE	16
Figura 12 - Preços Internacionais do Gás Natural (em US\$ de 2006 por milhão de Btu). Nota: os valores do histórico referem-se ao preço Henry-Hub, nos Estados Unidos, tomado como referência do mercado do Atlântico. Fonte: AEO.	16
Figura 13 - Evolução da produção de gás natural no Brasil de 2006 a 2015. Fonte: ANP	18
Figura 14 - Importação de gás natural nos últimos 10 anos. Fonte: MME, 2016	19
Figura 15 - Projeção da capacidade de oferta da Petrobras de 2013 a 2030. Fonte: Plano Estratégico 2030	19
Figura 16 - Evolução das reservas provadas de gás natural, por localização (terra e mar) – 2006-2015. Fonte: ANP/SDP	20
Figura 17 - Distribuição percentual das reservas provadas de gás natural, segundo unidades da Federação – 31/12/2015. Fonte: Adaptado de ANP/SDP	20

Figura 18 - Evolução das vendas nacionais, pelos produtores, de gás natural – 2006-2015 . Fonte: Petrobras/Unidade de Negócios Gás Natural.	21
Figura 19 - Evolução do balanço do gás natural no Brasil – 2005-2014 . Fontes: ANP/SDP; ANP/SCM; Petrobras.....	21
Figura 20 - Faixa provável de preços do gás natural excluindo ICMS e PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição. Fonte:MME et al, 2014	22
Figura 21 – Comparativo entre técnicas convencionais e não convencionais de perfuração Fonte: EXCO.....	23
Figura 22 - Modelo ilustrativo da técnica de fraturamento hidráulico Fonte: BBC News, 2015	24
Figura 23 - Principais tecnologias desenvolvidas para exploração de reservas de gás natural não convencional Fonte: Suarez, 2012.....	25
Figura 24- Reservas de óleo e gás de xisto. Fonte: EAI, 2013	31
Figura 25 - Países com recursos de óleo (quadro à esquerda) e gás de xisto (quadro à direita) tecnicamente recuperáveis. Fonte:Adaptado de EIA, 2013	32
Figura 26 - Produção de Shale gas nos EUA Fonte: EIA, 2016.....	33
Figura 27 – Rede de gasoduto de gás natural dos EUA. Fonte: Energy Information Administration, Office of Oil & Gas, Natural Gas Division, Gas Transportation Information System.	34
Figura 28 - Processo Petrosix®. Fonte: ATANÁSIO, 2002.....	36
Figura 29 - Prospectivo de bacias de xisto no Brasil. Fonte: EIA, 2015 apud ARI, 2013	37
Figura 30 - Rede de gasoduto do Brasil. Fonte:ABEGÁS	42
Figura 31 - Análise de SWOT do gás de xisto no Brasil. Fonte: Elaboração própria ..	43

Índice de Quadro

Quadro 1- Componentes do Gás Natural.....	3
Quadro 2 - Potencial das reservas de gás de xisto no Brasil.	38

Índice de Tabela

Tabela 1- Produção bruta potencial nacional de gás natural convencional e não convencional.....	38
---	----

1. INTRODUÇÃO

A energia é um insumo de grande importância para o desenvolvimento econômico e tecnológico de um país, pois quanto maior sua industrialização, maior será o seu consumo de energia. Dessa forma, a crescente demanda energética mundial estimula a busca por novos recursos energéticos. Neste sentido, os países buscam por novas fontes de energia em seu território, como é o caso do pré-sal no Brasil e de fontes não convencionais como o *shale gas*, principalmente, nos EUA.

Com a revolução do *shale gas* nos EUA a matriz energética mundial pode vir a sofrer mudanças, pois essa revolução possibilitaria a autossuficiência energética do país e aumentaria o seu potencial a ponto de torná-lo exportador do gás. Em vista disso, diversos países iniciaram estudos acerca da exploração, processo de refino e produção dessa nova fonte energética.

Desta forma, o estudo apresentado nesse trabalho busca analisar a exploração dos gases não convencionais, com destaque para o *shale gas*, analisando suas tecnologias de extração, seus impactos ambientais, suas principais reservas e sua perspectiva de mercado no Brasil e no mundo.

Vale ressaltar que o termo *shale gas* se refere ao gás de folhelho e o termo gás de xisto é usado erroneamente para traduzí-lo. Segundo Ribeiro (2014), o xisto é formado por processos metamórficos, o que dificulta o acúmulo de matéria orgânica, já o gás de folhelho é resultado da concentração de matéria orgânica que foi depositada ao longo de vários séculos. No entanto, ao longo desse estudo também será utilizada a nomenclatura gás de xisto para se referir ao *shale gas* ou gás de folhelho, por ser um termo já popularizado.

É importante mencionar também que existe uma disputa permanente de preços entre as modalidades energéticas como o petróleo, o carvão e o gás natural, que define os rumos dos recursos energéticos e do cenário econômico mundial. Dessa forma, a inclusão de um novo recurso energético, como o *shale gas* por exemplo, fortalece o mercado de gás natural, enfraquecendo o de petróleo, uma vez que as reservas de gás natural são melhor distribuídas geograficamente ao redor do mundo. Este fato contribui para o aumento do número de *players* no mercado energético, reduzindo a concentração do poder de decisão e monopólio das principais potências petrolíferas, como os países pertencentes à OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos e Venezuela.

Também existe uma procura crescente por fontes de energia cada vez mais limpas e o gás natural é considerado um combustível mais limpo que o carvão e derivados do petróleo por exemplo.

Desta forma, o objetivo desse estudo é avaliar a influência do gás não convencional, em especial o *shale gas*, na matriz energética mundial, bem como as implicações da sua extração para o meio ambiente e para a economia brasileira, uma vez que o Brasil vem investindo fortemente na extração do petróleo no pré-sal.

A motivação do estudo se dá pela importância do tema perante o mercado energético mundial, uma vez que o gás natural não convencional entrou como fator energético novo na maior potência do mundo, os EUA. Este fato vem alterando significativamente a matriz e a oferta energética do país cuja relevância é tão grande que não pode ser negligenciada, pois está intimamente ligada aos setores econômicos, empresariais, políticos e ambientais dos países, incluindo o Brasil.

O tema mostra a crescente importância do gás natural não convencional no cenário energético mundial, já que essa nova variável (*shale gas*), estará presente daqui para frente, competindo com o petróleo que é a principal fonte energética primária.

O estudo está ancorado em textos e publicações de órgãos com credibilidade no assunto como a ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) e EIA (Administração de Informação de Energia EUA), além de teses e dissertações sobre o tema.

O capítulo 2 desse estudo introduz o conceito de gás natural, gás associado e não associado e gás convencional e não convencional. Já os capítulos 3 e 4 apresentam o panorama geral do mercado de gás natural no mundo e no Brasil, respectivamente. O capítulo 5 dá destaque para o *shale gas*, mostrando os métodos de sua extração, seus impactos ambientais, além de analisar o mercado de *shale gas* no mundo e no Brasil, que será concluída por uma análise de SWOT. O capítulo 6 apresenta as conclusões do estudo realizado.

2. GÁS NATURAL

O gás natural é um combustível fóssil, não renovável, presente em reservatórios subterrâneos em terra ou mar, proveniente da degradação de matéria orgânica, submetida à condições de altas temperaturas e pressões, por bactérias anaeróbicas.

É composto, em geral, por uma mistura de hidrocarbonetos leves que varia desde o metano - maior fração presente - até o hexano, e pode ser encontrado na forma livre ou associado ao óleo em reservatórios naturais, contendo pequenas quantidades de diluentes e contaminantes. (THOMAS, 2001)

O gás natural é definido pela Lei no. 9.478/97 como todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros.

Além disso, é importante destacar que o gás natural é um composto incolor, inodoro e não é tóxico, sendo considerado uma fonte de energia mais limpa do que os derivados do petróleo e do carvão. Tal fato é explicado pelo gás natural ser composto majoritariamente por metano, o hidrocarboneto que apresenta a maior relação de hidrogênio em relação ao carbono, o que favorece a menor formação e emissão de CO₂ na sua reação de combustão. (VIEIRA et al, 2005)

O Quadro 1 ilustra a composição típica do gás natural.

Quadro 1- Componentes do Gás Natural

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, 2001

Classificação:

a) Gás associado e não-associado

O gás natural é geralmente encontrado em reservatórios profundos e frequentemente associado à depósitos de petróleo. Dependendo da associação, o gás pode ser classificado como:

- **Gás associado:** aquele que se encontra dissolvido no óleo ou sob a forma de uma “capa” de gás nos reservatórios. Neste caso, a produção de gás é determinada diretamente pela produção do óleo. Caso seja economicamente viável, o gás natural pode ser extraído em conjunto com o petróleo ou então reinjetado na jazida, como pode ser observado na Figura 1. (BAHIAGÁS, 2016)
- **Gás não-associado:** aquele que se encontra livre ou junto à pequenas quantidades de óleo nos reservatórios. Neste caso, não é necessário realizar processo de separação de gás e óleo, tornando sua exploração mais favorável, como pode-se observar na Figura 1. (BAHIAGÁS, 2016)

Figura 1 - Classificação do gás natural quanto a sua origem Fonte: Vieira et al. (2005)

b) Reservatório Convencional e Não convencional

É importante destacar que as denominações “convencional” e “não convencional” estão relacionadas à viabilidade econômica de exploração e aos reservatórios onde o gás natural é encontrado, visto que a composição química do gás considerado convencional e não convencional é a mesma, caracterizada por uma mistura gasosa de hidrocarbonetos (HC) - compostos orgânicos formados por carbono e hidrogênio - provenientes de matéria orgânica fossilizada. (JACOMO, 2014)

O que diferencia de fato a ocorrência de uma formação convencional de uma não convencional é a localização em que os hidrocarbonetos se encontram armazenados na rocha,

ou seja, sua origem geológica, conforme pode ser observado na Figura 2 e na Figura 3. (JACOMO, 2014)

Figura 2 - Desenho esquemático da produção de gás natural convencional e não convencional. Fonte: BC OIL & GAS COMMISSION, 2010

Figura 3 - Geologia de reservatórios convencionais e não convencionais de gás natural. Fonte: EIA, 2010.

De maneira geral, podemos diferenciar um reservatório convencional de um não convencional do ponto de vista geológico.

O reservatório convencional engloba rochas geradoras maduras, trapas, rocha reservatório e rocha selante. Rocha geradora consiste na rocha que contém quantidades de matéria orgânica favoráveis à formação de hidrocarbonetos quando submetidas à determinadas temperaturas e pressão. A rocha reservatório é uma rocha caracterizada por possuir valores superiores de porosidade e permeabilidade, que permitem o armazenamento de grande quantidade de hidrocarbonetos, que migram das rochas geradoras. No entanto, é necessária a presença de uma rocha selante, de baixa permeabilidade, que impeça o escoamento dos hidrocarbonetos da rocha reservatório para formações adjacentes e retenha-os nas trapas, conhecidas como armadilhas geológicas. (THOMAS, 2001)

No caso dos reservatórios não convencionais, não ocorre o processo de migração dos hidrocarbonetos da rocha geradora para a rocha reservatório, dessa forma, a rocha geradora e a rocha reservatório são, essencialmente, as mesmas, sendo caracterizadas, por sua baixa permeabilidade. (JACOMO, 2014)

A Figura 4 abaixo ilustra a formação dos reservatórios convencionais.

Figura 4 - Composição Básica do Sistema Petrolífero - Fonte: Glossário Óleo & Gás – OGX

2.1. Gases convencionais

Segundo a ANP (2010), gás convencional é o gás natural encontrado em reservatórios convencionais de gás, cuja extração é considerada mais fácil e economicamente viável do que em reservatórios não convencionais.

Isso ocorre em função dos métodos convencionais de recuperação que visam utilizar a energia primária do reservatório ou realizar injeção de fluidos, com o objetivo único de deslocar os hidrocarbonetos para fora dos poros da rocha, buscando um comportamento meramente mecânico, sem que haja qualquer tipo de interação de natureza química ou termodinâmica entre os fluidos ou entre os fluidos e a rocha. De maneira geral, espera-se que os fluidos não se misturem entre si ou interfiram na rocha-reservatório. (THOMAS, 2001).

Esses reservatórios convencionais são constituídos por rochas com permeabilidades consideradas médias a altas, que aliada a seus valores de porosidade permitem o armazenamento de grande quantidade de hidrocarbonetos. (NAIK, 2003)

A produção é realizada através de poços verticais que perfuram o intervalo de interesse, produzindo volumes comercialmente e economicamente viáveis de óleo e gás sem que haja necessidade de realizar grandes tratamentos de estimulação ou qualquer processo especial de recuperação. (NAIK, 2003)

2.2. Gases não convencionais

De acordo com Braga et al (2005), gás não convencional é o gás presente em depósitos subterrâneos profundos encontrados em camadas arenosas, rochas sedimentares, veios de carvão, em depósitos profundos de água salgada e a altas temperaturas e pressões (zonas geopressurizadas). Esses reservatórios são caracterizados como sendo de baixa porosidade e permeabilidade, e produzem principalmente gás natural seco.

Essencialmente, o gás não convencional pode ser definido como um gás natural que não pode ser produzido em quantidades economicamente viáveis, a menos que o reservatório seja estimulado por fraturamento hidráulico, poço horizontal, ou usando poços multilaterais ou alguma outra técnica para expor mais do reservatório para a parede do poço. (NPC, 2007)

Dessa forma, o gás não convencional é todo o gás natural de difícil acesso, cuja extração é mais complexa e menos atrativa economicamente do que o gás considerado convencional, visto que não pode ser extraído através das tecnologias convencionais já existentes. Esse conceito varia de reservatório para reservatório, pois cada um possui características únicas e variáveis.

Nota-se que com o avanço dos estudos em novas técnicas e tecnologias de extração, o gás uma vez classificado como não convencional poderá ser reclassificado como convencional. (ANP, 2010)

Segundo Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), a denominação gás não convencional agrupa diferentes categorias de gás, apresentadas e descritas a seguir.

a) Gás alocado em reservatórios profundos (*deep gas*)

É o gás natural encontrado em reservatórios localizados em profundidades além dos 4.500 metros, consideradas superiores às profundidades de perfuração “convencionais”. Apesar de ser mais caro de produzir do que o gás convencional, o surgimento de novas tecnologias de perfuração e exploração vêm tornando a extração do *deep gas* mais viável economicamente. (NATURALGAS.ORG, 2013)

b) Gás alocado em reservatórios de águas profundas (*deep water*)

É o gás que se encontra alocado sob lamina d’água profundas, geralmente superiores à 400 metros.

c) Gás alocado em reservatórios de baixa permeabilidade (*tight gas*)

É o gás natural que se encontra contido em reservatórios de baixa porosidade e permeabilidade, formados principalmente por rochas sedimentares de arenito ou carbonáticas. São reservatórios caracterizados por possuírem porosidades menores ou iguais a 10% e permeabilidades menores ou iguais a 0.1 mD. (SUÁREZ, 2012)

Esse tipo de gás necessita de técnicas específicas de exploração para produzir em quantidades comercialmente viáveis. Dentre as principais técnicas podemos citar a acidificação, as fraturas em formações subterrâneas e a utilização de poços horizontais e multilaterais, que acabam contribuindo para um aumento em seu custo de produção. (NATURALGAS.ORG, 2013; NEHRING, 2008)

d) Gás de zonas geopressurizadas (*geopressurized zones*)

Zonas geopressurizadas são formações naturais subterrâneas que estão sob altíssimas pressões, superiores às esperadas para sua profundidade, que está compreendida entre 3000 e 7600 m.

Essas áreas são formadas por camadas de argila que se depositaram e se compactaram muito rapidamente sobre materiais mais porosos e absorventes, como areia ou silte. Devido à rápida compressão, a água e o gás natural presentes nessa argila são transferidos para as regiões de maior porosidade, fazendo com que o gás confinado nessas zonas se encontre sob altíssimas pressões. (NATURALGAS.ORG, 2013; ANP, 2010)

e) Gás de carvão (*coalbed methane*)

É o gás natural que contém elevada percentagem de metano, sendo gerado e armazenado em camadas de carvão provenientes de depósitos de carvão subterrâneos.

Segundo Loftin (2009), o armazenamento do metano nas camadas de carvão ocorre pelo fenômeno da adsorção, no qual o metano é aderido à superfície das partículas de carvão; promovendo um aumento da densidade do fluido até valores próximos aos do líquido correspondente. Isso permite que a capacidade de estocagem nesse sistema exceda muito a de reservatórios convencionais, onde o gás é estocado sob pressão nos poros da rocha reservatório. (apud ANP, 2010)

Além disso, a adsorção do metano no carvão é controlada por alterações de pressão, cuja diminuição provoca a dessorção das moléculas de metano da superfície sólida do carvão, fazendo com que retornem à fase gasosa. (LOFTIN, 2009 apud ANP, 2010)

As moléculas livres, na fase gasosa, permeiam os microporos da matriz de carvão por meio de difusão, até atingirem as fraturas naturais do material (*cleat system*), que constituem o principal meio de transferência de gás do reservatório até o poço. Essas fraturas naturais geralmente se encontram repletas de água, sendo a pressão hidrostática capaz de manter o gás adsorvido na superfície do carvão. Dessa forma, a retirada de água em grandes volumes do conjunto de fraturas promove a redução de pressão necessária para a produção de gás no reservatório, promovendo a dessorção do gás, sua difusão pela rede carbonífera e, por fim, a sua penetração no conjunto de fraturas naturais. (LOFTIN, 2009 apud ANP, 2010)

f) Hidratos de Metano (*methane hydrates*)

Os hidratos de metano são substâncias sólidas formadas por água e gás natural (metano), com aparência semelhante ao gelo. Sua formação ocorre em locais com temperaturas relativamente baixas e pressões relativamente altas, onde as moléculas de água se solidificam em torno de moléculas de metano. (ANP, 2010)

Segundo Kvenvolden (1993), os hidratos podem ser grandes fontes de gás, visto que a dissociação de 1 m³ de hidrato à temperatura ambiente resulta em 164 m³ de metano e 0,8 m³ de água. (apud ANP, 2010)

No entanto, essa nova fonte de energia pode causar sérios danos ao meio ambiente, caso o metano seja liberado para a atmosfera durante sua exploração. Isso contribuiria para o agravamento do efeito estufa e do aquecimento global, visto que o metano na presença de oxigênio produz CO₂, principal causador do efeito estufa.

g) Gás de Xisto (*shale gas*)

O *shale gas* ou gás de folhelho, popularizado como gás de xisto, é o gás natural presente em depósitos de rochas sedimentares formadas a partir da lama existente em águas rasas há aproximadamente 350 milhões de anos. (NATURALGAS.ORG, 2013)

É encontrado em reservatórios constituídos por rochas sedimentares de granulometria, fina que são facilmente quebráveis em camadas finas e paralelas que podem conter gás natural confinado no espaço entre elas. (SUAREZ, 2012)

O termo xisto é erroneamente usado para se referir às rochas sedimentares laminadas, de granulometria fina e de aspecto foliado. A denominação correta é folhelho oleígeno, cuja matéria orgânica presente em sua matriz mineral se decompõe termicamente, produzindo o óleo e o gás de xisto. (SANTOS, 2010)

Os reservatórios de gás de folhelho são reservatórios caracterizados por serem ricos em matéria orgânica e possuem valores muito baixos de permeabilidade, tornando sua exploração mais cara e complexa do que a do gás natural convencional.

A exploração e produção do *shale gas* nesses reservatórios só é viável graças às novas técnicas de estimulação de poços, como o fraturamento hidráulico e a perfuração horizontal, que garantem um aumento na permeabilidade da rocha, facilitando a recuperação do gás.

Este gás será abordado mais detalhadamente no capítulo 5.

3. ANÁLISE DO MERCADO DE GÁS NO MUNDO

3.1. Histórico do mercado e da produção mundial

Historicamente, o gás natural está em crescimento desde a década de 1980, ocupando o terceiro lugar no ranking das fontes mais importantes na matriz energética mundial, com participação em torno de 21%. O petróleo, apesar de ser a fonte de energia primária mais importante, está em declínio, devido a maior penetração de outras fontes nos últimos anos, como carvão, GN e renováveis, como pode ser observado na Figura 5 (TOLMASQUIM, 2016).

Figura 5 - Participação de diferentes fontes na oferta de energia primária total mundial – 1971 a 2013. Fonte: TOLMASQUIM, 2016

De acordo com ANP (2016), os Estados Unidos foram o país que tiveram o maior crescimento da produção de gás natural, seguido por Irã, Catar e China. A produção de gás natural mundial teve crescimento de 2,2% em relação a 2014, como mostra a Figura 6. Apesar desse crescimento, países como Holanda, Rússia e Iêmen obtiveram as maiores quedas na sua produção. Mesmo com a queda de produção da Rússia (16,2% do total mundial), de aproximadamente 1,5%, este país se encontra em segundo lugar no ranking global na produção de gás atrás somente dos EUA (21,7% do total mundial). O Brasil, por sua vez, obteve alta de 1,3% e encontra-se em 30º lugar, representando 0,6% da produção mundial.

Figura 6 - Evolução da produção de gás natural – 2006-2015. Fontes: BP Statistical Review of World Energy 2016; para o Brasil, ANP/SDP

Com relação à classificação regional, a região da Europa e da Eurásia (28% do total mundial) permanece em primeiro lugar, mesmo após queda de 0,7% da produção, seguida da América do Norte (27,8% do total mundial) que teve alta de 3,8%, e em terceiro lugar o Oriente Médio (17,5% do total mundial), com alta de 3,1%. A América Central e a América do Sul registraram alta de 0,7% e encontram-se em último lugar (5% do total mundial). (ANP, 2016)

3.2. Panorama atual do mercado mundial

Mesmo o consumo global de gás natural ficando abaixo da média de crescimento nos últimos 10 anos (2%) - ele apresentou melhora em 2015 se comparado à 2014, com um aumento de 1,7% e 0,3%, respectivamente. Em 2014, a maioria dos países obteve crescimento do consumo abaixo da média histórica. (ANP, 2014) Em 2015, os EUA repetiram o seu crescimento de 2014 (+2,6%) e se mantiveram na posição do país com maior incremento volumétrico no consumo.

Segundo a ANP (2016), os EUA se mantêm como maior consumidor de gás no mundo. Apesar da Rússia ter tido a maior queda do consumo em 2015 (-5%), ela se mantém em segundo lugar como maior consumidora de gás natural. Em terceiro lugar encontra-se a China, como mostra a Figura 7.

Figura 7 - Participação de países selecionados no consumo mundial de gás natural – 2015. Fontes: BP Statistical Review of World Energy 2016; para o Brasil, ANP/SPD

O crescimento do consumo de gás natural na China ocorreu em função da crescente substituição do carvão pelo gás natural, impulsionado principalmente pelo alto nível de poluição que o país enfrentava causado pela queima de carvão para geração de energia. Dessa forma, a partir de 2009, o gás natural teve grande participação na matriz energética chinesa em substituição do carvão, ocasionando o crescimento do consumo no país. (TOLMASQUIM, 2016)

O Brasil manteve-se em 24º lugar (1,2% do total mundial) mesmo tendo crescimento de consumo abaixo do ano anterior, alta de 3,8% em 2015 e alta 6,3% em 2014. (ANP, 2016)

A Figura 8 mostra os principais fluxos de comercialização do gás natural. De acordo com Tolmasquim (2016), o fluxo varia conforme o preço e o mercado de gás, principalmente do gás natural liquefeito (GNL) que gera elevadas oscilações do fluxo mundial de gás. Apesar do Japão ter sido o maior importador de gás e o Catar o maior exportador em 2014, a Europa foi a maior importadora e a segunda maior exportadora de gás natural, perdendo apenas para a Comunidade dos Estados Independentes (CEI), da qual a Rússia faz parte.

Figura 8- Grandes fluxos internacionais de gás natural

A matriz energética mundial vem sofrendo alterações em sua distribuição, em função da incorporação de novas fontes de recursos naturais, como a energia eólica, solar e devido à recente “revolução do *shale gas*” vivida pelos EUA, tópico a ser abordado no capítulo 5 desse trabalho. No ano de 2003, a produção de gás natural nos EUA passou por uma alta em função dos avanços na exploração e produção de gases não convencionais, o que ocasionou na redução das importações desses gases, tornando os EUA potenciais exportadores de gás natural nos próximos anos. A Figura 9 ilustra esse cenário, indicando que os EUA vão deixar de ser um grande importador para se tornar exportador de gás natural nos próximos anos. (TOLMASQUIM, 2016)

Figura 9- Projeção da produção de gás natural processado e das importações líquidas dos EUA. Fonte: EIA

De acordo com os estudos apresentados por Tolmasquim (2016), em função da mudança de cenário dos EUA, outros países que possuem reservas de gás não convencional estão realizando pesquisas em relação à exploração, ao processo de refino e à produção desses gases. Desta forma, esse tema tem se tornado de interesse nos setores econômicos, empresariais e acadêmicos e ganhado grande relevância também nos aspectos políticos, ambientais e regulatórios.

3.3. Principais reservas mundiais e volatilidade do preço

Em 2014 as reservas mundiais de gás natural somaram 187 trilhões de m³. O Oriente Médio responde por 43% desse valor, sendo o detentor das maiores reservas de gás natural do mundo, como observado na Figura 10. A Europa e a Eurásia consolidam-se como a segunda região com mais reservas. Já a América do Sul e América Central possuem as menores reservas provadas, com apenas 4,1% das reservas provadas globais de gás natural. (TOLMASQUIM, 2016)

Figura 10 - Reservas provadas globais de gás natural. Fonte: BP

O Brasil é o 31º país com maior reserva provada de gás natural, os três primeiros lugares ficam com Irã, Rússia e Catar, primeiro, segundo e terceiro, respectivamente. Na América do Sul, a Venezuela se destaca, ficando entre os dez países com maior reserva de gás natural, como indica a Figura 11.

Figura 11 - Evolução das maiores reservas provadas de gás natural. Fonte: EPE

As mudanças que o mundo está vivendo como: crise econômica, “revolução do *shale gas*”, conflitos geopolíticos, alterações no meio ambiente, entre outros, afetam o preço dos energéticos em geral assim como o do petróleo, tornando-os voláteis. (MME et al, 2015). De acordo com MME et al (2007) a expectativa do preço do gás está na faixa entre US\$ 6 e US\$ 9 por milhão de Btu, como demonstra a Figura 12, que representa três possíveis cenários do preço do gás internacionalmente: pessimista, otimista e conservador. O cenário pessimista mostra que o preço do gás se manterá ao longo do tempo, não havendo quedas, já o cenário otimista mostra um crescimento quase que contínuo do preço do gás, por fim, o cenário conservador mostra queda do preço entre 2010 e 2020, mas depois de um singelo crescimento em 2020, ficando com o preço quase que constante até 2030.

Figura 12 - Preços Internacionais do Gás Natural (em US\$ de 2006 por milhão de Btu). Nota: os valores do histórico referem-se ao preço Henry-Hub, nos Estados Unidos, tomado como referência do mercado do Atlântico. Fonte: AEO.

4. ANÁLISE DO MERCADO DE GÁS NO BRASIL

4.1. Histórico do mercado e da produção Brasil

O início da exploração de petróleo no Brasil foi realizada por empresas privadas brasileiras que possuíam acionistas brasileiros e tinham autorização do Conselho Nacional do Petróleo (CNP) - criado por Vargas em 1938 para sua exploração. A produção do gás natural no Brasil iniciou-se na década de 1940, anterior a criação da Petrobras, no Recôncavo Baiano. Mesmo com a publicação da Lei nº 2.004/53^[1], que culminou na criação da Petrobras, a qual detinha o monopólio da indústria, até 1980 a participação do gás na matriz energética brasileira não era superior a 1%. (ANP, 2009)

Este cenário sofreu alteração devido à descoberta, em 1981, da reserva petrolífera e gaseífera na Bacia de Campos, que aumentou a oferta, e consequentemente, o consumo de gás natural no país. A partir da Constituição de 1988, a distribuição de gás seria um monopólio exercido pelos Estados da Federação. (ANP, 2009)

O marco para a indústria de petróleo e gás ocorreu em 1997, com a Lei nº 9.478/97, conhecido como “Lei do Petróleo”, que flexibilizou o monopólio da Petrobras, estabelecendo regras e normas sobre a participação de outras empresas, além da Petrobras, na indústria de petróleo. Além disso, também criou a ANP (Agência Nacional do Petróleo) e o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética). A Lei demonstrou a sua preocupação com o gás natural no Art. 1º, VI, que dizia “*incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural*”. (ANP, 2009)

A operação Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), em 1999, foi o principal marco da importação de gás no Brasil. Isto impulsionou os projetos de termoeletricas no país a fim de diminuir a dependência das hidroelétricas. Com o intuito de incentivar a instalação das usinas termoeletricas de plantas geradoras a gás natural, em 2000, o MME criou o Programa Prioritária de Termoeletricidade (PPT). Para garantir gás para as termelétricas foram feitos diversos investimentos em infraestrutura do transporte, como o Plano de Antecipação de Gás do Sudeste (PLANGÁS^[2]) e a construção dos píeres de GNL, aumentando o uso de gás natural na matriz energética brasileira. (ANP, 2009)

^[1] Esta lei foi criada devido a campanha “O Petróleo é Nosso”- defendia o monopólio do petróleo nas mãos do Estado devido a vulnerabilidade do Brasil frente ao suprimento petrolífero.

^[2] Projeto da Petrobras com o governo objetivando o crescimento da produção do gás natural no Brasil

Em 2009, foi criada a Lei do Gás que está focada na atividade de transporte de gás natural. Uma legislação exclusiva para o gás natural, demonstrando a importância do gás na matriz energética brasileira. (ANP, 2009).

Além disso, existe o programa governamental Gás para Crescer que tem como principal objetivo o desenvolvimento do mercado de gás no país. De acordo com as Diretrizes Estratégicas do Gás para Crescer a visão de futuro do programa é:

“Um mercado de gás natural com diversidade de agentes, liquidez, competitividade, acesso à informação e boas práticas, e que contribua para o crescimento do País.” (MME, 2016)

4.2. Panorama atual do mercado brasileiro

A produção de gás natural no Brasil quase dobrou em 2015 se comparado à 2006, como observado na Figura 13. Este aumento ocorreu devido ao elevado crescimento da exploração *offshore*, quase 1,5 vezes maior que a produção em 2006, anterior a descoberta do pré-sal. A produção em terra *onshore* não apresentou esse crescimento, cresceu apenas 25,54%. (MME, 2016)

Figura 13 - Evolução da produção de gás natural no Brasil de 2006 a 2015. Fonte: ANP

Conforme pode ser observado na Figura 14, nos últimos quatro anos o nível de importação de gás natural no Brasil aumentou. De acordo com dados divulgados pelo MME (2016), houve um aumento de cerca de 95% nas importações de gás natural no Brasil, entre 2006 e 2015, devido principalmente ao consumo para geração de energia elétrica pelas usinas termelétricas à gás. O gás natural importado, em 2015, representava 54,4% da oferta total, enquanto em 2006 representava 55,2%. Isto ocorre porque a produção nacional, em 2015, teve um crescimento de 98,4%. Além disso, em 2015, a média nacional importada foi de 50,43 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/d), desse valor, 63,51% foi importado da Bolívia, através Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), 35,57% foi regaseificação de GNL e o restante importado da Argentina.

Figura 14 - Importação de gás natural nos últimos 10 anos. Fonte: MME, 2016

De acordo com a Petrobras (2016), a demanda por gás natural no Brasil irá dobrar até 2030, enquanto a importação do gás se manterá quase que constante de 2014 a 2030 (Figura 15).

Figura 15 - Projeção da capacidade de oferta da Petrobras de 2013 a 2030. Fonte: Plano Estratégico 2030

De acordo com Tolmasquim (2016), a produção em 2024 deverá chegar à aproximadamente 120 milhões de m³/dia. Essa previsão de crescimento deve-se à exploração crescente tanto do gás natural convencional, quanto do gás não convencional.

4.3. Principais reservas brasileiras e volatilidade do preço

Como indicado anteriormente, em 2015, o país ocupou o 36º lugar no ranking mundial de reservas provadas de gás natural, cinco colocações abaixo do que havia ficado em 2014 (31º lugar). Como a Figura 16 ilustra, o cenário de 2015 não acompanhou o de 2014, enquanto o primeiro teve redução de 8,7% de suas reservas provadas, o segundo teve crescimento de 2,9% (ANP, 2015). No mesmo ano houve queda das reservas de petróleo devido à redução acentuada de seu preço, dificultando a viabilidade comercial das reservas, que se refletiu diretamente no gás natural. (ANP, 2016)

Figura 16 - Evolução das reservas provadas de gás natural, por localização (terra e mar) – 2006-2015. Fonte: ANP/SDP

A Figura 17 indica que o estado do Rio de Janeiro se destaca com quase 60% das reservas provadas no Brasil. Do ano de 2014 para 2015 observou-se ainda um acréscimo de 1,3% do volume de reservas provadas de gás natural. O estado de São Paulo vem em segundo lugar com cerca de 11,5% das reservas e o estado de Amazonas em terceiro com 10,9%. (ANP, 2016)

Figura 17 - Distribuição percentual das reservas provadas de gás natural, segundo unidades da Federação – 31/12/2015. Fonte: Adaptado de ANP/SDP

Nos últimos 10 anos a venda de gás natural no Brasil aumentou, em média, 7% ao ano, totalizando um crescimento de quase 100% (Figura 18). Houve aumento de 2,4% nas vendas de gás natural no ano de 2015. A região Sudeste se consolidou como maior compradora, sendo responsável por 57,6% do volume comercializado. Deste valor, 50,15% foi comercializado no Rio de Janeiro e 35,3% em São Paulo, sendo os dois Estados detentores dos maiores números de vendas na região Sudeste, correspondendo 28,8% e 20,5%, do total nacional, respectivamente. (ANP, 2016)

Figura 18 - Evolução das vendas nacionais, pelos produtores, de gás natural – 2006-2015 . Fonte: Petrobras/Unidade de Negócios Gás Natural.

Em relação ao gás natural utilizado nas áreas de produção, refino, processamento e movimentação (consumo próprio do gás), todas as regiões tiveram aumento (alta de 6,9% na região Sudeste, de 0,7% na região Norte, de 104,1% na região Nordeste e de 32,9% na região Sul). No total, o Brasil obteve crescimento de 17,1% se comparado com 2014. (ANP, 2016)

A partir da Figura 19 pode-se observar que a importação e a venda de gás natural caiu em 2009 e 2011, mas se tornou ascendente a partir de 2012, demonstrando uma tendência de crescimento que se retarda com o tempo. (ANP, 2015)

Figura 19 - Evolução do balanço do gás natural no Brasil – 2005-2014 . Fontes: ANP/SDP; ANP/SCM; Petrobras

De acordo com Plano Nacional de Energia 2030 e Matriz Energética 2030, os estudos indicam que há perspectiva de que o preço do gás natural deixará de ter relação com os preços do petróleo, o que atualmente é uma realidade. As indicações mostram que o gás natural possa evoluir seguindo suas próprias características do mercado. (MME et al, 2007)

A Figura 20 indica a projeção da faixa de preço do gás no Brasil até 2024. Os valores em 2024 ficam entre US\$ 6,00/MM BTU e US\$ 9,00/MM BTU assim como a projeção

internacional. O preço irá variar em função da competitividade entre os agentes, dos produtos substitutos, do poder de negociação, da oferta e da demanda. Além disso, a dinâmica do GNL (gás natural liquefeito) no mercado internacional pode ampliar a sua influência no preço do gás natural. (MME et al, 2015)

Figura 20 - Faixa provável de preços do gás natural excluindo ICMS e PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição.
Fonte:MME et al, 2014

5. GÁS DE XISTO

5.1. Métodos de extração

Os principais métodos utilizados na exploração e estimulação de poços em reservas de gás não convencional são a perfuração vertical, perfuração horizontal e fraturamento hidráulico, conhecido também como “*fracking*”.

A exploração se inicia com a perfuração de um poço vertical no qual, uma vez alcançada a profundidade desejada e atingida a rocha portadora do gás, se ramifica e continua perfurando em um ou vários poços horizontais. (IBASE, 2015)

Os poços horizontais são poços perfurados horizontalmente, com ângulo de 90° em relação à vertical, dentro da formação produtora, possibilitando uma maior exposição de trechos do reservatório, aumentando a área de drenagem no reservatório, e consequentemente, proporcionando um aumento da produtividade e da recuperação final de hidrocarbonetos. (THOMAS, 2001)

Outra vantagem da utilização de poços horizontais está no fato de reduzir significativamente o número de poços verticais necessários para o desenvolvimento de um campo de gás, e, por conseguinte, o número de estradas de acesso, instalações de produção e rotas de oleodutos demandadas. Ou seja, contribui na questão logística e minimiza os impactos públicos e ambientais causados pela implantação de diversos poços. (SUAREZ, 2012)

Uma ilustração comparativa entre as duas técnicas de perfuração é apresentada na Figura 21.

Figura 21 – Comparativo entre técnicas convencionais e não convencionais de perfuração Fonte: EXCO

Após a perfuração do poço horizontal, ocorre a injeção de um fluido formado por grandes quantidades de água, areia e diferentes componentes químicos, que sob altas pressões, provocam o fraturamento ou desintegração da rocha, aumentando a sua permeabilidade e

possibilitando o escoamento do gás nos poros da rocha, em que está aprisionado, em direção ao poço de produção. Dessa forma, a recuperação dos hidrocarbonetos ocorre através das fraturas ou fissuras criadas pelo fraturamento, como mostra a Figura 22. (IBASE, 2015)

Figura 22 - Modelo ilustrativo da técnica de fraturamento hidráulico Fonte: BBC News, 2015

A criação dessas fraturas ocorre em função de uma mistura de água (90%), propantes, como areia ou cerâmica (9%) e fluidos aditivos de alta viscosidade (1%) que é bombardeada contra a parede do poço, sob altas pressões durante um curto período de tempo. (SUAREZ, 2012)

De acordo com Santos et al (2013), existem três tipos principais de fluidos de faturamento, os fluidos à base de água, fluidos à base de óleo e fluidos à base de ácido. Os fluidos à base de óleo podem ser utilizados em formações mais susceptíveis aos danos causados pela água, no entanto, são fluidos mais caros e difíceis de se manusear. Já os fluidos à base de ácido possuem ácido clorídrico em sua composição, com o objetivo de dissolver parte da rocha, de forma que o hidrocarboneto flua mais facilmente pelas fraturas geradas. Esse tipo de fluido é mais utilizado em formações carbonáticas.

Entretanto, na exploração de gás de xisto, os fluidos de fraturamento utilizados são, principalmente, fluidos à base de água misturada com aditivos químicos, que auxiliam o transporte do propante até as fraturas. Esse tipo de fluido apresenta alto desempenho, facilidade de manuseio e baixo custo quando comparado aos fluidos à base de óleo e à base de ácido. (SANTOS et al, 2013)

Os aditivos químicos representam cerca de 0,5% da composição do fluido de fraturamento à base de água e dentre esses aditivos estão presentes: ácidos, redutores de fricção, surfactantes, agente gelificante, inibidores de incrustação, agente controlador de pH, quebradores, agente *crosslinker*, inibidores de ferro, inibidores de corrosão, agente antibactericida e estabilizador de argila.

Eventualmente, a formação não será capaz de absorver rapidamente todo o fluido injetado, dessa forma, em determinado momento, a pressão criada excede o limite dúctil da rocha, provocando a formação de fissuras ou fraturas. (SUAREZ, 2012)

Ao término do bombeamento, a reação natural das fraturas é fechar devido ao peso das camadas superiores, dessa forma, a parte composta por areia ou cerâmica, conhecida como propante, serve como material de sustentação para impedir o fechamento das fraturas quando a injeção de fluido de fraturamento é interrompida e a pressão é liberada. (SUAREZ, 2012)

Isto permite que os hidrocarbonetos, tais como óleo bruto e gás natural fluam a partir da formação rochosa de volta para o poço e em seguida para a superfície. (EIA, 2016; SUAREZ, 2012)

Além disso, de acordo com Suarez (2012), os fluidos de alta viscosidade se transformam rapidamente em fluidos de baixa viscosidade e juntos com a água injetada retornam, através das fraturas geradas, para o poço e conseqüentemente para a superfície.

De acordo com Suarez, durante os anos 2000 a tecnologia evoluiu, como mostra a Figura 23, com o desenvolvimento da técnica de multifraturamento hidráulico que permite realizar o fraturamento em diversas profundidades ao mesmo tempo, aumentando a produção do poço.

Figura 23 - Principais tecnologias desenvolvidas para exploração de reservas de gás natural não convencional
Fonte: Suarez, 2012.

O *fracking* pode ser utilizado tanto em reservas convencionais como em reservas não convencionais de gás natural. As principais diferenças são em relação à quantidade de água utilizada, ao número de poços perfurados para extração e à frequência de utilização do método, que é maior nas reservas não convencionais. Isso ocorre, principalmente, em função da vida produtiva de um poço não convencional, que é muito menor, com uma rápida queda

de produção após o primeiro ano, de cerca de 70% do total. (IBASE, 2015) Estudos de viabilidade apontam que ocorre queda na produção desse tipo de fonte de energia, no segundo e no terceiro ano, de 39% e 50%, respectivamente, podendo, em dez anos, chegar a 95%. (ALMEIDA, 2012 apud RIBEIRO, 2014)

Importante destacar, também, a importância e complexidade da preparação da operação que envolve preparação do terreno, seu nivelamento, acomodação dos equipamentos de exploração e produção, infraestrutura e logística relacionada ao processo de fraturamento hidráulico e que são fundamentais para viabilização e sucesso da operação.

A operação envolve grande número de caminhões de grande porte necessários para realizar o fraturamento, além de tanques para armazenamento de água, gel e silos contendo propante. (VIRGENS, 2011)

5.2. Impactos ambientais

Apesar do uso combinado das técnicas de fraturamento hidráulico e perfuração horizontal terem proporcionado grandes benefícios econômicos em reservas não convencionais, garantindo a extração de grandes quantidades de hidrocarbonetos antes inacessíveis, há uma grande preocupação dos ambientalistas, principalmente, no que se refere aos riscos e impactos ambientais decorrentes do uso do método de *fracking*.

Os principais riscos e impactos ambientais presentes na exploração de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais estão descritos a seguir:

a) Risco de contaminação do subsolo e de fontes de água subterrâneas

De acordo com Ridlington et al (2016) um estudo realizado pela faculdade de Yale encontrou mais de mil compostos químicos no fluido do *fracking* e na água residual, apenas ¼ dos dados de toxicidade dos compostos estavam disponíveis, destes 65% eram tóxicos, ou seja, pelo menos 15% dos componentes químicos usados no *fracking* são tóxicos. As substâncias químicas utilizadas no fluido de fraturamento não são divulgadas com precisão pelas empresas.

Além disso, os fluidos de fraturamento possuem diversas composições, podendo conter desde argila até metais pesados como chumbo, arsênio e urânio. Desta forma, o rompimento dos revestimentos do poço pode provocar a contaminação dos aquíferos de água potável através do contato da água com o gás e os fluidos de fraturamento.

Além disso, um estudo revelou alta concentração de arsênio, selênio e estrôncio em poços de água potável em aquíferos que ficam acima da bacia Barnett Shale no Texas, EUA. (RIDLINGTON et al, 2016)

Contudo, esse risco pode ser minimizado com o uso de tecnologias de monitoramento sísmico, que garantem que o fraturamento hidráulico induza atividade micro sísmica apenas dentro do reservatório. No entanto, estima-se que apenas 3% das técnicas de fraturamento hidráulico realizadas nos Estados Unidos foram sísmicamente monitoradas. (SANTOS et al, 2013)

b) Consumo de água e água residual

Conforme mencionado no tópico 5.1, cerca de 90% do fluido de fraturamento é composto por água, o restante é composto por areia e diferentes produtos químicos, o que explica o elevado consumo de água na exploração do gás natural em reservas não convencionais.

De acordo com Ridlington et al (2016), a utilização do método de *fracking* produziu pelo menos 14 bilhões de galões de água não reutilizável em 2014 nos EUA. No total, foram utilizados 238 bilhões de galões de água desde 2005, uma média de 3 milhões de galões por poço.

Segundo Santos et al (2013), após cada estágio do fraturamento, o fluido de fraturamento injetado retorna à superfície juntamente com a água presente originalmente na formação. Essa água proveniente da formação pode estar acumulada há milhões de anos e conter elevadas concentrações de sais, materiais radioativos naturais e outros contaminantes (benzeno, arsênio e mercúrio). Dessa forma, o fluido de fraturamento que retorna à superfície através do poço, além de conter os produtos químicos mencionados anteriormente passa a conter também outros contaminantes.

Além disso, diferentemente da maioria dos usos industriais da água, em que a água retorna ao seu ciclo para posterior uso, a água utilizada no *fracking* não pode ser limpa e utilizada para outros usos, sendo considerada residual, podendo apenas permanecer no poço, ser reutilizada no *fracking* de novos poços ou eliminada em poços profundos para que não polua os aquíferos. Dessa forma, o *fracking* desperdiça bilhões de galões de água anualmente que poderiam ser consumidos em diferentes usos.

Segundo Ridlington et al (2016), em 2010 na Pensilvânia, uma subsidiária da ExxonMobil foi acusada de despejar mais de 5 mil litros de água residual no solo, contaminando um córrego próximo do local.

É importante destacar que a água residual deve ser descartada e armazenada de maneira correta, de forma a evitar a poluição da água e do solo nas redondezas. Em muitos casos, os fluidos podem ser armazenados em tanques abertos sujeitos à evaporação e vazamentos, contaminando o solo ao entorno. O armazenamento considerado ideal seria em tanques de aço fechados, o que reduziria o risco de contaminações. (SANTOS et al, 2013)

Além disso, a biorremediação, utilização de organismos vivos para remover contaminantes, pode ser uma solução para o tratamento da água residual do processo. Este processo de remediação é indicado para ambientes contaminados por compostos orgânicos de difícil degradação e metais tóxicos (GAYLARDE, 2005). Entretanto, a dificuldade para usar a biorremediação na descontaminação da água residual da extração do gás de xisto consiste em identificar e isolar microrganismos capazes de degradar os compostos utilizados no processo. Portanto, é necessária a realização de estudos para desenvolver biodegradadores capazes de transformar todos ou a maior parte dos componentes químicos e dos metais pesados encontrados na água residual em compostos mais estáveis, preferencialmente CO₂.

c) Poluição do Ar

Segundo ABES (2014) a qualidade do ar próxima aos campos de fraturamento hidráulico é comprometida em função da presença de gases tóxicos como metano, ozônio, etano, propano, dissulfeto de carbono, sulfeto de hidrogênio, sílica e compostos orgânicos voláteis liberados pela extração de gás nos folhelhos.

Estes gases, além de contribuírem para o aquecimento global e, consequentemente, para o agravamento do efeito estufa, são prejudiciais à saúde e podem causar irritação nos olhos, dor de cabeça, asma e até câncer. (RIDLINGTON et al, 2016)

Além disso, um estudo realizado no Colorado, nos EUA, associou a exposição aos compostos orgânicos voláteis (tolueno, xileno e benzeno) emitidos no ar pelo *fracking* ao alto índice de recém-nascidos com defeitos de nascença. As pesquisas demonstraram que o número de problemas de saúde como doenças congênitas do coração ou problemas no tubo neural aumentou com a proximidade dos locais onde há extração do gás. (RIDLINGTON et al, 2016)

Uma pesquisa realizada no sudeste da Pensilvânia, EUA, em uma área com extensa atividade de *fracking*, estimou que 7% dos gases produzidos na região escapam para atmosfera. (RIDLINGTON et al, 2016)

Outro estudo aponta que a produção de novos poços de *fracking* em 2014 produziu ao menos 2,4 bilhões de quilograma de metano, este valor equivale à 22 usinas de carvão. (RIDLINGTON et al, 2016)

Importante destacar que a liberação de gás metano na atmosfera é um contribuinte muito mais potente para o aquecimento global do que o dióxido de carbono. Ao longo de um período de 100 anos, por exemplo, uma libra (aproximadamente, 453,6g) de metano tem 34 vezes mais efeito no aquecimento da atmosfera do que uma libra de dióxido de carbono. (RIDLINGTON et al, 2016)

O metano é liberado, principalmente, através dos fluidos de retorno, dos gases perdidos nos poços, no processamento, transporte, armazenamento e distribuição do gás. Apesar de ser possível controlar sua liberação na atmosfera, essa prática não é lei em muitos lugares dos EUA. (IBASE, 2015; RIDLINGTON et al, 2016)

d) Riscos de incêndios e explosões

Segundo ABES (2014), eventuais explosões podem ocorrer devido à acidentes ou falhas inerentes à técnica de fraturamento hidráulico.

Segundo SANTOS (et al, 2013), assim como na exploração e produção de gás convencional, o risco de *blowout*, ou seja, perda de controle do poço, também pode ocorrer em explorações não convencionais, como a de *shale gas*. Isso ocorre, principalmente, devido à perfuração ocorrer em zonas altamente pressurizadas de hidrocarbonetos e à injeção de fluidos pressurizados pelo método do fraturamento hidráulico. Caso ocorra, o *blowout* pode provocar incêndios e explosões.

Outro risco da liberação de metano, além da contaminação do ar, é a possibilidade de provocar explosões. Segundo Ridlington et al (2016), em 2014, quatro membros de uma família que vivia em frente ao Barnett Shale, no Texas, sofreram queimaduras graves quando seu poço de água potável explodiu. A família alega que a perfuração de *shale gas* nas proximidades causou vazamento de metano para dentro do poço, provocando a explosão.

Para mitigar os riscos de explosão, as empresas devem possuir um sistema de segurança no qual seja possível controlar e analisar os fatores e os riscos de explosão a partir

de dados da geologia do local, dos procedimentos operacionais em andamento, da manutenção dos equipamentos e do método de construção do poço. (ORR, 2016)

e) Destruição de paisagens naturais

As operações de exploração de *shale gas* necessitam de grande infraestrutura, como por exemplo, a instalação de rodovias e oleodutos, áreas para armazenamento de materiais e produtos químicos, além de uma grande área disponível para a perfuração dos poços. Isso resulta em uma grande ocupação territorial, provocando grandes mudanças nas paisagens naturais, transformando florestas e regiões rurais em áreas industrializadas. Afeta também a fauna e a flora, colocando em risco parques nacionais, florestas nacionais e paisagens icônicas.

A *Academy of Natural Sciences of Drexel University* (Academia de Ciências Naturais da Universidade de Drexel) realizou um estudo que associa a degradação de riachos ecologicamente importantes com o aumento da atividade de perfuração para obtenção do gás.

Em 2014, mais de 70 mil peixes morreram devido à explosão de um equipamento de *fracking* que falhou, derramando milhares de galões de compostos tóxicos no afluente do rio Ohio, nos Estados Unidos. (RIDLINGTON et al, 2016)

De acordo com ABES (2014), os campos de poços de extração podem atingir áreas superiores à 10.000 km², como pode ser encontrado em Fairfield, Texas, EUA. No entanto, de forma a mitigar os impactos dessa operação nas comunidades presentes no entorno e na paisagem local, vêm sendo adotado o uso da perfuração de poços multilaterais, que são poços horizontais a partir de uma mesma sondagem vertical, de forma que o número de poços perfurados seja minimizado.

5.3. Análise do mercado de gás de xisto

5.3.1. Mundo

O mercado do petróleo e o do gás não convencional têm uma relação muito estreita que deve ser esclarecida em detalhes. Quanto maior o preço do barril de petróleo maior a competitividade do gás não convencional. Assim, os países da OPEP, como a Arábia Saudita, um dos maiores players mundiais, têm absoluta relevância nesse contexto. Disputas estratégicas têm sido observadas entre Arábia Saudita, Irã, Venezuela, EUA, Rússia, além dos demais países da OPEP.

A Arábia Saudita está enfrentando uma crise devido ao preço baixo do barril do petróleo no últimos anos, ocasionando desemprego, déficit orçamentário e greves, mesmo que não permitidas, dos trabalhos. O país mantém o preço baixo para inviabilizar o mercado de gás não convencional, o que seria ainda mais desastroso para a sua economia, entretanto a solução para sair da crise, é aumentar o preço do barril de petróleo. (ABOU-ALSAMH, 2016).

Em setembro de 2016, a OPEP decidiu reduzir a produção de petróleo em, aproximadamente, 700 mil barris por dia. Esta decisão fez com que o preço do petróleo desse um salto de mais de 5% melhorando as perspectivas para o setor petrolífero. O aumento do preço do barril de petróleo viabiliza o mercado de gás não convencional, pois os compradores irão preferir comprar gás não convencional do que gasolina, pois esta estará mais cara. (SETTI et al, 2016)

O *shale gas* é o principal recurso de exploração do grupo de gases não convencionais. A viabilidade de sua extração, devido ao avanço da tecnologia, permitiu o crescimento do mercado de gás natural, podendo alterar a matriz energética dos EUA, uma vez que o país tem as maiores bacias de *shale gas* do mundo (POLI, 2014)

A Figura 24 ilustra as principais bacias mundiais de óleo e gás de xisto, onde em vermelho são as bacias que possuem reservas estimadas e em amarelo são localidades onde os recursos ainda não foram estimados.

Figura 24- Reservas de óleo e gás de xisto. Fonte: EAI, 2013

A Rússia, junto com os EUA são os países que possuem as maiores reservas de xisto do mundo. As três principais reservas mundiais de óleo de xisto são Rússia, EUA, China. Entretanto, segundo as estimativas do EIA (*U.S. Energy Information Administration*, em

português, Administração de Informação de Energia dos EUA), os EUA e a Rússia perdem a liderança quando se considera reservatórios de *shale gas* tecnicamente recuperáveis, caindo para quarto e nono lugar, respectivamente, já a China sobe para o primeiro lugar no ranking. Porém, os EUA possuem a maior reserva de gás de xisto, na frente da China, se considerar a estimativa feita pelo ARI (*Advanced Resources International*, em português, Estudos Avançados de Recursos Internacional), como ilustra a Figura 25. (EIA, 2013)

Top 10 países com reservas de shale oil tecnicamente recuperáveis			Top 10 países com reservas de shale gas tecnicamente recuperáveis		
Rank	País	Óleo de Xisto (Bilhões por barris)	Rank	País	Gás de Xisto (Bilhões por barris)
1	Rússia	75	1	China	1.115
2	EUA ¹	58 (48)	2	Argentina	802
3	China	32	3	Argélia	707
4	Argentina	27	4	EUA ¹	665 (1.161)
5	Líbia	26	5	Canadá	573
6	Austrália	18	6	México	545
7	Venezuela	13	7	Austrália	437
8	México	13	8	África do Sul	390
9	Paquistão	9	9	Rússia	285
10	Canadá	9	10	Brasil	245
Total Mundial		345 (335)	Total Mundial		7.299 (7.795)

¹ Estimativa da EIA na ordem do ranking. Estimativa do ARI em parenteses

Figura 25 - Países com recursos de óleo (quadro à esquerda) e gás de xisto (quadro à direita) tecnicamente recuperáveis. Fonte: Adaptado de EIA, 2013

A seguir serão analisados os países que possuem as maiores reservas de *shale gas* no mundo, segundo as estimativas do ARI, ou seja, em primeiro os EUA como o país com maior volume de *shale gas*, seguido pela China e pela Argentina.

a) Estados Unidos

A “revolução do *shale gas*” não mudou apenas o panorama energético dos EUA, mas do mercado internacional de gás natural também, pois com os avanços da exploração e produção de gás natural não convencional, o país pode deixar de ser importador de gás tornando-se autossuficiente com potencial para ser exportador.

A revolução ocorreu nos EUA devido à fatores: econômicos, o país vivia uma crise econômica e precisava garantir recursos energéticos a preços acessíveis e com isso diminuir as importações; políticos, o governo incentivou a exploração e a produção do gás; e geográficos e tecnológicos, uma vez que suas reservas ficam próximas de infraestruturas existentes de escoamento. Ademais, o mercado de gás natural sofre livre concorrência, ocorrendo competição entre os agentes sem interrupção do estado. (ZUÑEDA, 2014)

É importante mencionar que a produção de *shale gas* em larga escala começou por volta dos anos 2000, quando a produção tornou-se uma realidade comercial na Barnett Shale, localizada no Texas, graças ao desenvolvimento de técnicas combinadas de fraturamento hidráulico e perfuração horizontal. Sendo assim, os EUA investem na extração e produção de gás de xisto, somado ao fato de ter a maior reserva recuperável de gás de xisto do mundo.

As principais bacias dos EUA são a Barnett Shale localizada no Texas, e que produz gás natural há mais de uma década, e a Marcellus Shale localizada no leste dos EUA. O conhecimento adquirido com a exploração da bacia de Barnett permitiu o desenvolvimento de outras bacias nos EUA e o consequente aumento na produção de *shale gas* no país (Figura 26). (EIA, 2016)

Figura 26 - Produção de *Shale gas* nos EUA Fonte: EIA, 2016

O aumento da produção do *shale gas* derrubou o preço do gás natural nos EUA, pois antes da inserção desse insumo na matriz energética do país, o preço do gás natural era de cerca de US\$ 12, caindo para US\$ 3 por milhão de BTU (*british thermal unit*, unidade térmica britânica, medida usada para gás) após a produção de *shale* no país. (Salim, 2014 apud FIRJAN, 2013)

A Figura 27 mostra a rede de gasoduto dos EUA (dados de 2008), como pode-se observar, é uma rede altamente integrada podendo transportar o gás para 48 estados diferentes, além do Canadá. Ao todo, são cerca de 490 mil km de gasoduto de malha interestadual (em azul) e intraestadual (em vermelho), são 49 locais onde o gás pode ser importado/exportado. Além disso, são mais de 11 mil pontos de entrega, 5 mil pontos de recebimento, e 1,4 mil pontos de interconexão. (EIA, 2008)

Figura 27 – Rede de gasoduto de gás natural dos EUA. Fonte: Energy Information Administration, Office of Oil & Gas, Natural Gas Division, Gas Transportation Information System.

b) China

A China possui sete bacias com gás de xisto tecnicamente recuperável, sendo a maioria localizada em depósitos marinhos e lacustres, como: Sichuan (626 Tcf ^[3]), Tarim (216 Tcf), Junggar (36 Tcf), Songliao (16 Tcf), e em bacias menores que totalizam 222 Tcf, como plataforma Yangtze, Jiangnan e Subei.

O governo chinês estabeleceu uma meta para a produção de gás de xisto de 5,8 – 9,7 Bcfd^[4] até 2020, no entanto, provavelmente, esta meta não será atendida. O arrendamento do gás de xisto e sua exploração já está sendo feito pelas empresas, PetroChina, Sinopec e Shell, principalmente nas bacias de Sichuan e plataforma Yangtze. (EIA, 2015)

De acordo com Poli (2014), apesar da confirmação do potencial da China como produtor, do seu mercado consumidor, da sua competência na área de engenharia, do apoio do governo e dos baixos custos dos direitos da exploração de recursos e da terra, a sua comercialização pode apresentar dificuldades uma vez que não há infraestrutura adequada no país. Enquanto os EUA possuem cerca de 490 mil km (dados de 2008) de dutos de gás, a China planeja ter 90 mil km em 2015, até 2013 ela possuía 50 mil km de gasoduto. (EIA, 2014) Além disso, a estrutura geológica é complexa, devido às falhas e alta tensão tectônica, alto custo de perfuração e pouco acesso à dados geológicos.

^[3] Tcf: trilhões de *feet* cúbicos

^[4] Bcfd: bilhões de *feet* cúbicos por dia

1 *feet* (pés) = 0,3048 m

c) **Argentina**

A Argentina, além de possuir a terceira maior reserva de gás de xisto do mundo, 802 Tcf, aproximadamente, 22,7 trilhões de metros cúbicos, também possui potencial para o óleo de xisto. Sendo, talvez, o país mais propenso ao desenvolvimendo da produção de gás e óleo de xisto fora da América do Norte, principalmente na Bacia de Neuquen. Porém, podem existir três outras bacias (San Jorge, Austral-Magallanes e Paraná) com reservas de xisto que ainda não foram estudadas. Algumas empresas como Apache, EOG, ExxonMobil, Total, YPF, e empresas menores estão realizando programas de exploração e produção na Bacia de Neuquen, estando em estágio inicial em 2015. Os poços verticais estão produzindo uma taxa de 180-660 bbl/d^[5], porém os poços horizontais não obtiveram o mesmo resultado encorajador.

Abaixo, segue a descrição das quatro bacias de xisto na Argentina (EIA, 2015):

- Bacia do Neuquen: principal foco de exploração de xisto na Argentina, cerca de 50 poços perfurados, principalmente verticais, desde 2010, indicam bom potencial de produção na formação de Los Molles e Vaca Muerta.
- Bacia do Golfo San Jorge: possui prospectivo, principalmente, recursos de gás de xisto em um cenário estruturalmente simples.
- Bacia Austral: também chamada de Bacia do Magallanes no Chile.
- Bacia do Paraná: a Argentina tem uma pequena área da Bacia do Paraná, com potencial de xisto preto devoniano, apesar de ser mais extensa no Brasil e no Paraguai. O ajuste estrutural é simples, mas a bacia é parcialmente obscurecida na superfície por basaltos de inundação.

5.3.2. Brasil

Segundo Stachiw (2014), a única exploração comercial de jazida de xisto no Brasil é realizada pela Petrobras na região de São Mateus do Sul, no Paraná. A industrialização do xisto, SIX (Unidade de Operações de Industrialização do Xisto), está localizada sobre uma das maiores reservas de xisto do mundo, com capacidade instalada de 5.880 toneladas por dia (t/d).

A exploração do xisto no Brasil iniciou-se em 1954 no Vale do Paraíba, SP. A partir de 1972 entrou em operação a primeira unidade de produção, a SIX, na cidade de São Mateus

^[5] bbl/d = milhões de barris por dia

do Sul, no estado do Paraná e em 1991, com a entrada da segunda unidade, consolidou-se a tecnologia totalmente brasileira de extração e processamento do xisto, denominada Petrosix®. A Figura 28 ilustra o processo Petrosix®. (PETROBRAS, 2016)

Figura 28 - Processo Petrosix®. Fonte: ATANÁSIO, 2002

A SIX, além de possuir o maior parque tecnológico da América Latina, também atua como um avançado centro de pesquisa na área de refino, desenvolvendo diversos projetos em conjunto com o Cenpes (Centro de Pesquisa da Petrobras) e universidades.

Os principais produtos da SIX são: óleos Combustíveis, GLP, gás combustível, nafta, enxofre e insumos para pavimentação. Apesar do mercado da SIX estar concentrado principalmente no estado do Paraná, a unidade também atende alguns estados como São Paulo, Rio Grande do Sul e Santa Catarina.

Os óleos combustíveis obtidos do processamento do xisto são recomendados para o consumo industrial em centros urbanos. O gás obtido segue para a unidade de tratamento para a produção de GLP, enxofre e gás combustível, que é destinado via gasoduto para uma indústria cerâmica vizinha à SIX. Já a nafta é destinada para a Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar), em Araucária (PR) para a geração de combustíveis na refinaria.

Existe também o projeto Xisto Agrícola da Petrobras, realizado na SIX, que reutiliza parte da água usada na extração de xisto. O projeto consiste na utilização da Água do processo de exploração do Xisto, formada pela água presente na rocha de xisto e pelo resfriamento do processo térmico de extração do gás e do óleo, como insumo para fabricação de fertilizantes foliares. (PETROBRAS. 2016)

De acordo com ANP (2015), no ano de 2014 a produção bruta do xisto foi 13,5% vezes maior do que no ano anterior, totalizando 1,7 milhão de m³. Este volume dá origem,

principalmente, ao gás de xisto, GLP e óleo combustível. No ano de 2014, a produção de gás de xisto cresceu 3,9% em relação à 2013, totalizando 8,4 mil toneladas, a de óleo combustível atingiu 237,8 mil m³ (9,8% maior do que 2013) e a de GLP alcançou, aproximadamente, 25,4 mil m³ (alta de 17,9% em relação ao ano anterior).

Apesar do Brasil ter um número significativo de bacias petrolíferas *offshore*, o país possui diversas bacias sedimentares pouco exploradas em terra. Das 18 bacias *onshore* existentes, apenas três produzem quantidades significativas de petróleo e gás natural convencional: a Bacia do Paraná, localizada na região Sul, a Bacia de Solimões e a Bacia da Amazônia, ambas localizadas na região norte do país. Além disso, essas bacias possuem dados geológicos disponíveis suficientes para assegurar o potencial comercialmente recuperável de óleo e de gás de xisto. (EIA, 2015)

Segundo a EIA (2015), o Brasil também possui outras seis possíveis bacias que apresentam potencial de xisto, apesar de não serem reservas provadas ou existirem dados geológicos suficientes. Essas bacias são: Bacia de Potiguar, da Parnaíba, de Parecis, do Recôncavo, de Sergipe-Alagoas, de São Francisco, de Taubaté e de Chaco-Paraná. A Figura 29 apresenta as prováveis bacias com ocorrência de xisto no Brasil.

Figura 29 - Prospectivo de bacias de xisto no Brasil. Fonte: EIA, 2015 apud ARI, 2013

Conforme mencionado anteriormente, segundo a EIA (2013) o Brasil possui 245 (Tcf) de gás de xisto recuperável, que correspondem à, aproximadamente, 6,94 trilhões de m³ de gás, assegurando ao país a décima colocação das maiores reservas mundiais de gás de xisto.

Entretanto, a ANP também realizou avaliações preliminares sobre o potencial de recursos de gás de xisto no Brasil, incluindo a observação *in loco* de queima de gás e de

infiltração na superfície de diversas regiões, e estimou a presença de 288 Tcf de gás de xisto em áreas não incluídas no estudo da EIA, ou seja, no total os recursos de gás de xisto recuperáveis do Brasil podem variar de 245 Tcf (6,94 trilhões de m³) à 533 Tcf (15 trilhões de m³), conforme pode ser observado no Quadro 2. (GOMES, 2014)

Quadro 2 - Potencial das reservas de gás de xisto no Brasil.

Basin	Tcf
Parnaíba	64
Parecis	124
Reconcavo	20
Sao Francisco	80
Parana (EIA/ARI)	245
Total	533

Fonte: Gomes, 2014 apud Chambriard, 2013

De acordo com Gomes (2014), o Brasil poderia dobrar suas reservas de gás se apenas 10% do gás de xisto fosse comercialmente viável. Além disso, mesmo se o preço do gás de xisto fosse maior do que nos EUA, ainda assim poderia ser competitivo com o gás *offshore* e o GNL importado.

De acordo com Colomer et al (2015 apud WEO, 2013) a produção de gás *onshore*, convencional e não convencional, no Brasil pode aumentar quase 6 vezes em 2035 se comparado com 2012, ou seja, podendo passar de 3 bilhões de metros cúbicos (bmc) para 20 bmc.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024), elaborado pelo Ministério das Minas e Energia em parceria com a EPE (Empresa de Pesquisa Energética), existe uma expectativa de que a produção de gás natural brasileira seja acrescida pela produção de gás não convencional em 2022, principalmente nas bacias de São Francisco, do Recôncavo e Parnaíba, alcançando valor significativo em 2024 com cerca de 16 milhões de m³ diários em 2024, conforme pode ser observado na Tabela 1.

Tabela 1- Produção bruta potencial nacional de gás natural convencional e não convencional

RECURSO: GÁS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	milhões de metros cúbicos diários									
Gás RNC	-	-	-	-	-	-	-	2,767	8,803	15,954
Gás RCC	84,875	89,536	91,137	102,607	107,313	124,106	131,788	138,577	159,914	171,666
TOTAL	84,875	89,536	91,137	102,607	107,313	124,106	131,788	141,344	168,716	187,620
Nota:	RNC = recurso não convencional e RCC = recurso convencional.									
Fonte:	EPE									

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 – Produção de petróleo e gás natural

Na 12^a e 13^a rodada de licitação realizadas pela ANP, em 2013 e 2015, respectivamente, foram ofertados blocos exploratórios com potencial para extração de gás não convencional no país. Em 2014, a Agência Nacional do Petróleo, publicou a Resolução número 21/2014, que regulamenta a atividade de fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais, de forma a garantir que a atividade seja realizada de forma segura, preservando o meio ambiente, principalmente as formações hídricas.

Apesar da exploração do gás de xisto no Brasil ocorrer através da extração do minério e do seu tratamento, como mostrado anteriormente na Figura 28, e de ainda não existirem registros oficiais da exploração de gás não convencional pelo método de *fracking* em território nacional, essa resolução apresenta os requisitos a serem cumpridos pelos “detentores de direitos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural” para que a ANP permita o Fraturamento Hidráulico em reservatórios não convencionais no país.

Dentre os requisitos apresentados, é preciso que o operador garanta, através de testes, modelagens, análises e estudos, que o alcance máximo das fraturas permaneça a uma distância segura dos corpos hídricos existentes.

Esta resolução também possui diversos artigos no qual o operador que queira utilizar o método do *fracking* deve seguir, como a necessidade de apresentar: a licença ambiental, com no mínimo 60 dias de antecedência; a declaração técnica apresentando o risco baixo ou tolerável a qualquer corpo hídrico e que o alcance máximo das fraturas seja realizado a uma distância segura dos corpos hídricos, possuindo distância mínima de 200m; a realização de estudos e avaliação de ocorrências naturais assim como induzidas sísmicas. Além disso, a continuidade do projeto depende dos resultados das simulações de *fracking* realizadas, onde seja mínima a geração ou reativação de falhas.

Ademais, qualquer mudança de projeto deve ser enviada para aprovação pela ANP, tanto antes da perfuração como durante. Uma vez o projeto aprovado, é necessária a realização de testes periódicos com o intuito de verificar se os dados estão de acordo com o que foi previsto e, se necessário, deverá revisitar os estudos. A resolução também diz que é responsabilidade do operador do poço treinar seus funcionários, bem como elaborar o Plano de Emergência, caso haja algum acidente, para mitigar os cenários. Para manter a validade da aprovação do método de *fracking*, é necessário fazer a manutenção de todas as licenças imprescindíveis. (ANP, 2014 apud SALIM, 2014)

Apesar do avanço que essa legislação representa, o Brasil ainda precisa definir a regulamentação ambiental, a fim de promover estudos preenchendo os gaps existentes em outras legislações.

Em julho de 2015, Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável da Câmara dos Deputados aprovou a proposta PL 6904/13 que suspende a exploração do gás de xisto por cinco anos (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2015). Entretanto, em junho 2016 o projeto foi rejeitado pela Comissão de Desenvolvimento Econômico, Indústria, Comércio e Serviço. O projeto ainda será analisado nas Comissões de Finanças e Tributação; e da Comissão de Constituição e Justiça e de Cidadania, em seguida irá para o Plenário da Câmara. (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2016).

Apesar da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) ter regularizado o fraturamento hidráulico desde 2014, alguns estados proibiram a extração de gás usando este método. Por exemplo, a cidade de Umuarama, Paraná, onde a câmara dos vereadores aprovou o projeto que proíbe a extração de gás de xisto através do *fracking*. (AMARAL, 2016)

De acordo com o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), o Brasil precisará de pelo menos 10 anos para desenvolver a extração de gases não convencionais, prevendo que antes de 2025 o Brasil não desenvolverá o gás de xisto. Isto porque, o Brasil têm desafios como: falta de conhecimento, de equipamento e ineficiência de transporte do gás para o mercado. (GOMES, 2014)

5.3.2.1 Principais barreiras no Brasil

Uma das principais barreiras do segmento no Brasil é a falta de incentivo e interesse da exploração do gás natural *onshore*, pois ao comparar o custo de escoamento do gás com a comercialização de petróleo, é preferível a produção de petróleo, uma vez que possui alta rentabilidade. (COLOMER et al, 2015)

De acordo com Gomes (2014), as principais razões para a falta de interesse no investimento de gás natural no Brasil se deve às incertezas do gás *onshore*. As principais serão listadas abaixo:

- A maioria das reservas está localizada em regiões remotas ou a produção é feita em áreas próximas do esgotamento;

- Estudos do governo sugerem que várias reservas estão em áreas protegidas e em reservatórios de hidrelétricas, isto é, haverá dificuldade para obter permissão ambiental;
- Não há certeza sobre a utilização do gás de xisto na geração de energia, pois o recente preço fixado pelo governo nos leilões de energia é muito baixo para incentivar os produtores de gás;
- As companhias independentes dos EUA estão enfrentando suas próprias dificuldades econômicas no EUA e não parecem ter pretensão em investir fora do país;
- O Brasil não possui um regime fiscal atrativo ocasionando um obstáculo para a importação de equipamentos cruciais para a extração, pois torna-os muito caros.

De acordo com Salim (2014), apesar da resolução 21/2014, que regulamenta a atividade de *fracking* no país, ter trazido avanços na legislação, é preciso que haja segurança contratual e rapidez na liberação do licenciamento dos campos de extração para atrair investidores. As leis ambientais são rígidas e burocráticas, dificultando o investimento na extração de xisto no país, que é considerada onerosa.

Outra dificuldade encontrada está relacionada com a escassa rede de gasodutos disponíveis no país. Comparando a extensão do gasoduto do Brasil (Figura 30) com o dos EUA (Figura 27) é visível a diferença entre a distribuição de gás nos dois países. Enquanto os EUA possuem uma malha que corta quase todos os estados, o Brasil possui uma malha mais concentrada no litoral e que não há conexão, como a malha de Urucu e Manaus. De acordo com ABEGAS (2016), a capacidade total de transporte dos gasodutos em operação, não considerando o Gasoduto Bolívia – Brasil, o GASBOL, é 1.003 m³/dia e a extensão total é de 2.974 km dentro do país, e 5.571 km considerando o GASBOL, valor muito abaixo dos EUA, de aproximadamente, 490.000 km de extensão.

Figura 30 - Rede de gasoduto do Brasil. Fonte: ABEGÁS

Realizando a análise SWOT para o desenvolvimento do mercado de gás não convencional no Brasil, é possível perceber que a principal força reside no fato do país estar entre os 10 países com maiores reservas de gás não-convencional do mundo.

No entanto, como ponto fraco é importante destacar que a maioria dessas reservas se encontram em regiões remotas ou protegidas. Além disso, o país não possui infraestrutura adequada ao mercado de gás, como portos, gasodutos e tecnologias ou equipamentos de extração necessários ao desenvolvimento do mercado de gás não convencional.

Como existe uma relação estreita entre o mercado do petróleo e o do gás não convencional, o aumento do preço do petróleo favorece e viabiliza o desenvolvimento do mercado de gás não convencional. Outra oportunidade está no fato do Brasil diminuir a dependência com a importação de gás e diversificar sua matriz energética, aumentando a competitividade entre as diferentes fontes de energia.

Como ameaças existe a possível concorrência entre mercados vizinhos como a Argentina e os EUA e o custo elevado de extração desse tipo de gás no Brasil.

O resultado desta análise está descrito na Figura 31.

		Força	Fraqueza
Ambiente	Interno	Forças <ul style="list-style-type: none"> O Brasil está entre os 10 países com maior reserva de gás não convencional (possui reservas) 	Fraquezas <ul style="list-style-type: none"> A maioria das reservas está localizada em regiões remotas ou a produção é feita em áreas próximas do esgotamento; Não possui know-how Falta de investimento do governo Falta de infra estrutura
	Externo	Oportunidades <ul style="list-style-type: none"> Aumentar o preço do petróleo, viabilizando o mercado Investir em P&D Diminuir dependência com a importação Diversificar o mercado de energia – aumento da competitividade 	Ameaças <ul style="list-style-type: none"> Concorrência entre mercados vizinhos como Argentina e EUA Custo elevado da extração

Figura 31 - Análise de SWOT do gás de xisto no Brasil. Fonte: Elaboração própria

6. CONCLUSÃO

A descoberta de reservas não convencionais de gás natural em diversos países pode revolucionar o mercado e a matriz energética mundial, principalmente após a revolução do *shale gas* nos EUA, que possibilitou a inserção dessa fonte não convencional na matriz energética do país.

A descoberta do *shale gas* nos EUA teve impacto considerável na redução da utilização de carvão nas usinas termoeletricas do país. Além disso, o mesmo pode ocorrer em relação ao consumo de gasolina, ao se utilizar o gás como combustível em substituição dos derivados de petróleo.

Dessa forma, a entrada do gás não convencional na matriz energética mundial estabelece concorrência com o petróleo, de maneira que as economias mundiais não ficam mais reféns das potências petrolíferas, como a Arábia Saudita e os demais países pertencentes à OPEP.

Como visto no tópico 5.3.1, o preço baixo do barril de petróleo desfavorece o mercado de gás natural não convencional. Além disso, a entrada de novos *players* diversifica o cenário atual e aumenta a concorrência entre as diferentes fontes de energias, principalmente entre o gás natural e o petróleo, tornando o mercado de energia mais competitivo.

Como observado ao longo do estudo, o Brasil possui grandes reservas de *shale gas*, ficando entre os 10 países com maiores reservas do mundo. Como observado no tópico 4.2 a distribuição do percentual da produção nacional e da importação de gás natural poderá mudar caso o Brasil decida investir em fontes não convencionais de gás, diminuindo as importações e até mesmo tornando-se autossuficiente ou exportador do gás.

Segundo o documento "O preço do gás natural para a indústria no Brasil e nos Estados Unidos - Comparativo de Competitividade" divulgado pela FIRJAN em 2013, a inserção do gás de xisto na matriz energética dos Estados Unidos gerou grande impacto sobre a tarifa industrial do gás natural do país, ao garantir inúmeros benefícios para a competitividade da indústria americana. Enquanto a tarifa média do gás convencional para a indústria no Brasil é de US\$ 17,14/MMbtu, nos Estados Unidos esse valor é de US\$ 4,45/MMbtu, graças ao *shale gas*. Conforme mencionado no tópico 5.3.1 o aumento da produção do gás de xisto derrubou o preço do gás natural nos EUA. Dos US\$ 4,45/MMBtu do preço americano para a indústria, o commodity (gás) corresponde à US\$ 3,28/MMBtu.

Mesmo que o preço do gás no Brasil fosse igual ao dos EUA de US\$ 3,28/MMBtu, a tarifa brasileira ainda seria quase o triplo da tarifa americana por volta de US\$ 11,78/MMBtu. Isso pode ser explicado pelos demais componentes que fazem parte da tarifa como transporte, margem de distribuição e tributos (PIS/CONFINS e ICMS). (FIRJAN, 2013)

Dessa forma, além da produção do *shale gas* contribuir para a redução do preço do gás natural no Brasil, os demais componentes da tarifa (transporte, margem de distribuição e dos tributos) também precisam ser reduzidos para que o país possa se tornar cada vez mais competitivo.

Portanto, se o Brasil visa alcançar independência energética e consequente desenvolvimento econômico com a exploração e produção de gás de xisto no país, é preciso que sejam realizados grandes investimentos. Isto ocorre porque o país não possui infraestrutura bem desenvolvida como portos, gasodutos e tecnologias de extração, por exemplo. Além disso é preciso que haja demanda, ou seja, um mercado consumidor bem consolidado para absorver a oferta de novas fontes de energia no país.

Como mencionado no tópico 5.3.2, apesar da Resolução número 21/2014 ter sido um avanço para a regulamentação da exploração do gás de xisto, sua exploração no país ainda é pouco atrativa economicamente para investidores. Isto ocorre devido à demora para conseguir as licenças ambientais necessárias, além dos processos judiciais existentes acerca da viabilidade ambiental da exploração pelo método de fraturamento hidráulico.

Além disso, o país focou seus investimentos principalmente na extração do pré-sal e apesar da ANP estimar que em 2022 o país irá exportar 1,5 milhões de barris/dia de petróleo, esse cenário pode não se concretizar devido ao atual cenário de crise existente. E até mesmo devido à inserção do xisto como nova fonte energética no mercado, como aconteceu na revolução do *shale gas* nos Estados Unidos, que além do gás do xisto, também produz o óleo de xisto.

É necessário que sejam realizados estudos acerca da viabilidade do desenvolvimento e extração de novas fontes energéticas como o gás de xisto no Brasil. Conforme mencionado no tópico 5.3.2 o Brasil não desenvolverá o gás de xisto antes de 2025, e esse atraso pode ter um impacto na economia brasileira e no setor energético.

Estudos sobre quais são as melhores tecnologias e quais métodos devem ser utilizados para mitigar os danos causados pelo *fracking* estão sendo e devem ser realizados, com o intuito de tornar a extração do gás mais sustentável para o meio ambiente e mais viável economicamente.

São necessários também estudos acerca dos fluídos de fraturamento e sobre os compostos químicos mais eficientes e menos danosos para o meio ambiente, além de quais os impactos dos fluidos utilizados pelas companhias. Com isso, propor fluidos mais sustentáveis para cada tipo de poço.

É preciso também um estudo sobre a expansão da distribuição de gás no Brasil, avaliando as melhores localizações estratégicas para que a malha de gasodutos seja mais eficiente. Além de realizar uma projeção da quantidade de navios gaseiros necessários e custo de regaseificação no Brasil, caso o país decida investir em fontes não convencionais de gás. Além disso, é necessário um estudo mais aprofundado sobre a legislação do método de *fracking* no Brasil e suas implicações, assim como seus impactos no país a longo prazo. Também, o estudo aqui apresentado pode ter como desdobramento a projeção de produção e consumo de gases não convencionais no Brasil e seus impactos na produção de petróleo.

Vale ressaltar que a exploração do gás não convencional não anula a exploração de gás convencional e de petróleo. A descoberta de um novo recurso energético amplia o horizonte estratégico dos países ao diversificar o mercado e minimizar as importações e a dependência de apenas um tipo de recurso, garantindo maior segurança energética para o país.

7. BIBLIOGRAFIA

ABOU-ALSAMH, R. Arábia Saudita aperta o cinto. *O Globo*, Rio de Janeiro, p.20, 30 set. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). 2010. Nota Técnica nº 09/2010-SCM.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - RESOLUÇÃO ANP Nº 21, DE 10.4.2014 - DOU 11.4.2014.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *ISSN 1983-5884*: Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2015. Rio de Janeiro, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2016. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=82385&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1473000720889>>. Acesso em 04 de setembro de 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Nota Técnica nº 013/2009-SCM*: Evolução da indústria brasileira de gás natural: aspectos técnico-econômicos e jurídicos. Rio de Janeiro, 2009.

AMARAL, A.C. Paranaenses barram exploração de gás de xisto diante do risco ambiental: Sob pressão da população, vereadores de Umuarama (PR) aprovam lei que proíbe exploração do gás, que pode contaminar o Aquífero Guarani. Disponível em: <<http://epoca.globo.com/colunas-e-blogs/blog-do-planeta/noticia/2016/05/paranaenses-barram-exploracao-de-gas-de-xisto-diante-do-risco-ambiental.html>>. Acesso em 14 de outubro de 2016.

Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado - ABEGAS. Gaseduto. Disponível em: <http://www.abegas.org.br/Site/?page_id=842>. Acesso em 26 de outubro de 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENGENHARIA SANITÁRIA E AMBIENTAL (ABES). Aspectos Ambientais e Legais do Método Fraturamento Hidráulico no Brasil. *IX Simpósio Internacional de Qualidade Ambiental*. 15p. Caxias do Sul, Rio Grande do Sul. Maio, 2014.

ATANÁSIO, G. Relatório da graduação. Universidade Federal De Santa Catarina – Ufsc Programa De Recursos Humanos da ANP para o setor Petróleo e Gás – Prh – Anp/Mme/Mct. Florianópolis, 2002.

BAHIAGÁS. Gás Natural: O que é gás natural? Disponível em <<http://www.bahiagas.com.br/gas-natural/o-que-e-gas-natural/>>. Acessado em 21 setembro de 2016

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). Gás não convencional: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro. BNDES Setorial 37, p. 33-88

BBC. What is fracking and why is it controversial? Disponível em: <<http://www.bbc.com/news/uk-14432401>>. Acesso em 16 de outubro de 2016.

BRAGA, B.; HESPANHOL, I.; CONEJO, J. G. L., et al. Introdução à Engenharia Ambiental. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2 ed., 2005.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. Comissão rejeita moratória de cinco anos para exploração de gás de xisto. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/noticias/comissao-rejeita-moratoria-de-cinco-anos-para-exploracao-de-gas-de-xisto>>. Acesso em 14 de outubro de 2016.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. Meio Ambiente aprova suspensão da exploração do gás de xisto por cinco anos. Disponível em <<http://www2.camara.leg.br/camaranoticias/noticias/MEIO-AMBIENTE/492829-MEIO-AMBIENTE-APROVA-SUSPENSAO-DA-EXPLORACAO-DO-GAS-DE-XISTO-POR-CINCO-ANOS.html>>. Acesso em 14 de outubro de 2016.

COLOMER, M., ALMEIDA, E. Desafios da Produção de Gás Não Convencional no Brasil. 5th Latin American Energy Economics Meeting, 2015. 10pg. Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Rio de Janeiro, 2015.

EERC. Fracturing Fluids. Disponível em: <<https://www.undeerc.org/bakken/stimulationtechnologies.aspx>>. Acesso em: 16 de outubro de 2016.

EXCO RESOURCES. Minimizing surface disruption from our well sites. Disponível em: <<http://www.excoresources.com/east-texas-and-north-louisiana>> Acesso em: 16 de outubro de 2016.

FIRJAN - Preço do Gás Natural para a Indústria no Brasil e nos Estados Unidos - Comparativo de Competitividade. Gerência de Competitividade Industrial e Investimentos Diretoria de Desenvolvimento Econômico e Associativo. 12p. Maio, 2013.

GAYLARDE, C; BELLINASSO, L; MANFIO, G. Biorremediação: Aspectos biológicos e técnicos da biorremediação de xenobióticos. Biotecnologia Ciência e Desenvolvimento n.34 – Janeiro/Junho 2005.

GOMES, I. Brazil: Country of the future or has its time come for natural gas? Oxford Institute for Energy Studies.88p. Junho, 2014.

INSTITUTO BRASILEIRO DE ANÁLISES SOCIAIS E ECONÔMICAS (IBASE). Fracking no Brasil: Riscos e ameaças da exploração do “gás de xisto”. nº 01. Dezembro de 2015. 4p.

JACOMO, J. C. P. 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.

LAST, M; FINN, A. UK shale gas processing: part one. Hydrocarbon Engineering. Março, 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. 467p. Brasília, dezembro de 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Matriz Energética Nacional 2030. 254p. Novembro de 2007.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Boletim Anual de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural - 2015. 20p. Edição 03 – 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Gas para Crescer: Diretrizes Estratégicas. Outubro de 2016.

NAIK, G.C.2003. Tight Gas Reservoir – An Unconventional Natural Energy Source for the Future.

NATURALGAS.ORG. Unconventional Natural Gas Resources. Disponível em: <http://www.naturalgas.org/overview/unconvent_ng_resource.asp>. Acessado em 23 de setembro de 2016.

NEHRING, R., 2008, Growing and indispensable: The contribution of production from tight-gas sands to U.S. gas production, in S. P. Cumella, K. W. Shanley, and W. K.

Camp, eds., Understanding, exploring, and developing tight-gas sands— 2005 Vail Hedberg Conference: AAPG Hedberg Series, no. 3, p. 5–12.

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

ORR, B; BIDIWALA, I. Mitigating the environmental risks of the shale boom. Disponível em: < http://www.oliverwyman.com/content/dam/oliverwyman/global/en/files/archive/2013/001_Mitigating_the_environmental_risks_of_the_shale_boom_screen_final_final_final.pdf > Acesso em: 29 de Outubro de 2016.

PETROBRAS. Oferta de Gás Natural. Disponível em: < <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/oferta-de-gas-natural/> >. Acesso em 03 de setembro de 2016.

PETROBRAS. Unidade de Industrialização do Xisto (SIX). Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/unidade-de-industrializacao-do-xisto-six.htm>>. Acesso em: 18 de outubro de 2016.

POLI, M. Recursos energéticos não convencionais: aspectos tecnológicos e expansão da produção de shale gas / Mariane de Poli. – Niterói, RJ : [s.n.], 2014. 88 f.

RIBEIRO, W. Gás “de xisto” no Brasil: uma necessidade? Estudos avançados (82), 2014. Janeiro. 6p.

RIDLINGTON, E. NORMAN, K. RICHARDSON, R. Fracking by the Numbers: The Damage to Our Water, Land and Climate from a Decade of Dirty Drilling. EUA, 2016

SALIM, A. Análise das possibilidades de desenvolvimento do shale gas no Brasil com base na experiência dos Estados Unidos. Monografia (Curso de Especialização em Gestão Ambiental e Negócios no Setor Energético). São Paulo, 2014. 113p.

SANTOS, M. A importância da industrialização do xisto brasileiro frente ao cenário energético mundial. 2010

SANTOS, P. CORADESQUI, S. 2013. Análise de Viabilidade Econômica da Produção de Shale Gas: Um Estudo de Caso em Fayetteville – Rio de Janeiro: UFRJ/ESCOLA POLITÉCNICA. Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

SETTI, R. GARÇON, J. Opep acerta corte na produção de petróleo: decisão, a primeira em oito anos, anima mercados globais e faz dólar recuar 0,3% o Brasil, a R\$ 3,221. *O Globo*, Rio de Janeiro, p.27, 29 set. 2016.

STACHIW, R. Xisto Pesquisas Revisões e Ensaio Realizados no Brasil - Editora CRV. 2014.

SUÁREZ, A. The Expansion of Unconventional Production of Natural Gas (Tight Gas, Gas Shale and Coal Bed Methane), Advances in Natural Gas Technology, Dr. Hamid Al-Megren (Ed.), ISBN: 978- 953-51-0507-7, InTech. 2012.

SUPERINTENDÊNCIA DE DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO (SDP). Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. nº 65. 26p. Janeiro de 2016.

THOMAS, J. Fundamentos de Engenharia de Petróleo; Editora Interciência. 2001.

TOLMASQUIM, M. T. Energia Termelétrica Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear. EPE: Rio de Janeiro, 2016. 417p.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). About U.S. Natural Gas Pipelines - Transporting Natural Gas. Disponível em: <http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/index.html>. Acesso em 26 de outubro de 2016.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). ENERGY SUPPLY SECURITY 2014: CHAPTER 5: Emergency response systems of individual IEA partner countries. 14p. 2014.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Shale in the United States. Disponível em: <http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/shale_in_the_united_states.cfm> . Acesso em 26 de outubro de 2016.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Shale oil and shale gas resources are globally abundant. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=14431>>. Acesso em 21 de Setembro de 2016.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: *Brazil*. 29p. Setembro, 2015

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: *Argentina*. 37p. Setembro, 2015

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: *China*. 66p. Setembro, 2015

VIEIRA, P. L., GARCIA, C. B., GUIMARÃES H., B., TORRES, E. A., PEREIRA, O. L. S. Gás natural: Benefícios ambientais no Estado da Bahia. Salvador: Solisluna Design e Editora, 132 p., 2005.

ZUÑEDA, L. A revolução energética e econômica do gás de xisto (shale gas): influência na indústria petroquímica brasileira. UFRG. 53p. Porto Alegre, 2014.