

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE MINAS
Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais
Curso de Especialização em Engenharia de Recursos Minerais

MONOGRAFIA

**Gás de xisto - uma nova fronteira para a
mineração**

Aluno: Alice de Paiva Corrêa

Orientador: Prof. Paulo Roberto de Magalhães Viana

Março 2015

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Curso de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Minerais

Alice de Paiva Corrêa

GÁS DE XISTO – UMA NOVA FRONTEIRA PARA A MINERAÇÃO

Monografia apresentada à Universidade Federal de Minas Gerais como requisito parcial para obtenção do título de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Minerais

Área de Concentração: Caracterização Tecnológica e Beneficiamento de Minérios

Orientador: Prof. Dr. Paulo Roberto de Magalhães Viana

Belo Horizonte
Escola de Engenharia da UFMG
2015

C122g

Corrêa, Alice de Paiva.

Gás de xisto [manuscrito]: uma nova fronteira para a mineração / Alice de Paiva Corrêa. – 2015.
56 f., enc.: il.

Orientador: Paulo Roberto de Magalhães Viana.

Monografia apresentada à Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do Título de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Minerais.

Bibliografia: f. 53-56.

1. Minas e recursos minerais. 2. Gás - Reserva. 3. Fraturamento hidráulico. 4. Combustíveis. I. Viana, Paulo Roberto de Magalhães. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 622

DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho
aos meus pais, irmãos, cunhadas e sobrinhos.*

AGRADECIMENTOS

- Ao Prof. Paulo Viana, meu orientador, pela sua atenção durante a preparação do trabalho.
- Aos membros da Banca Examinadora, pela leitura do texto e pelas sugestões oferecidas ao trabalho.
- À minha família, por sempre me apoiar.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	7
2.	OBJETIVO E RELEVÂNCIA	10
3.	GÁS DE XISTO	11
3.1.	Aplicações	13
3.2.	Reservas no Brasil e no mundo	14
3.2.1.	China.....	16
3.2.2.	Argentina	16
3.2.3.	Argélia	17
3.2.4.	Estados Unidos	18
3.2.5.	Canadá	19
3.2.6.	México.....	20
3.2.7.	Austrália	21
3.2.8.	África do Sul.....	21
3.2.9.	Rússia	22
3.2.10.	Brasil.....	23
3.3.	Produção no Brasil e no mundo.....	24
3.3.1.	China.....	24
3.3.2.	Argentina	24
3.3.3.	Argélia	25
3.3.4.	Estados Unidos	25
3.3.5.	Canadá	26
3.3.6.	México.....	27
3.3.7.	Austrália	28
3.3.8.	África do Sul.....	28
3.3.9.	Rússia	29
3.3.10.	Brasil.....	29
3.4.	Processo de exploração	31
3.4.1.	Produtos químicos	34
3.4.2.	Simulação e monitoramento do processo	35
3.5.	Impactos ambientais da exploração	39
3.5.1.	Extensão de terras	39
3.5.2.	Grande consumo de água.....	40

3.5.3.	Contaminação de águas e solo.....	41
3.5.4.	Riscos sísmicos.....	43
3.5.5.	Emissão de gases do efeito estufa	43
3.5.6.	Geração de resíduos.....	46
3.6.	Implicações econômicas da exploração.....	48
3.6.1.	Fragmentação do mercado de gás natural.....	48
3.6.2.	Preços mais baixos para o gás natural	49
3.6.3.	Impactos geopolíticos	49
3.6.4.	Alteração da matriz energética dos países	50
3.6.5.	Geração de empregos e novas oportunidades.....	50
4.	CONCLUSÕES	51
5.	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	52
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	53

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 – Evolução do consumo energético mundial	7
Figura 1.2 – Custos do MWh por fonte energética.....	8
Figura 1.3 – Relação entre produção e consumo de petróleo	8
Figura 3.1 – Xisto argiloso	11
Figura 3.2 – Divisão do consumo de gás natural.....	13
Figura 3.3 – Reservas exploráveis de gás natural.....	15
Figura 3.4 – Divisão das reservas mundiais de gás – por tipo	15
Figura 3.5 – Bacias chinesas de gás de xisto	16
Figura 3.6 – Bacias de gás de xisto na Argentina.....	17
Figura 3.7 – Bacias de gás de xisto da Argélia.....	18
Figura 3.8 – Bacias de gás de xisto nos Estados Unidos	19
Figura 3.9 – Bacias de gás de xisto no México	20
Figura 3.10 – Bacias de gás de xisto na Austrália	21
Figura 3.11 – Bacia de gás de xisto na África do Sul.....	22
Figura 3.12 – Bacias de gás de xisto na Rússia.....	22
Figura 3.13 – Bacias de gás de xisto no Brasil.....	23
Figura 3.14 – Evolução da produção norte americana de gás de xisto.....	26
Figura 3.15 – Etapas da exploração do gás de xisto	32
Figura 3.16 – Monitoramento microsísmico	37
Figura 3.17 – Monitoramento com inclinômetros	38
Figura 3.18 – Configurações de poços multilaterais	39
Figura 3.19 – Contaminação de águas devido a propagação excessiva das fraturas.....	42
Figura 3.20 – Pegada de gases do efeito estufa para as cadeias e gás de xisto, gás convencional, carvão e óleo diesel	45
Figura 3.21 – Produção e consumo de gás natural dos EUA	49

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1 – Ranking mundial das reservas exploráveis de xisto	14
Tabela 3.2 – Principais bacias com reservas exploráveis de xisto no Canadá	20
Tabela 3.3 – Métodos de diagnóstico de fratura.....	36
Tabela 3.4 – Consumo de água por unidade de energia produzida	40

RESUMO

O gás de xisto é um combustível fóssil cuja exploração se tornou economicamente viável nos Estados Unidos nos anos 2000, graças a inovações e melhorias aplicadas aos processos de fraturamento hidráulico e perfuração horizontal (que já existiam desde as décadas de 40 e 80, respectivamente). Fora dos EUA, embora várias reservas tecnicamente exploráveis já tenham sido mapeadas, a viabilidade econômica da exploração é, em grande parte, desconhecida, uma vez que ela depende de fatores regionais (como geologia e custos operacionais locais) ainda pouco estudados.

Contudo, o interesse pelo gás de xisto tem crescido ao redor do mundo, e países como Austrália e China já buscam analisar a viabilidade econômica da exploração de suas reservas (essa tendência, entretanto, não é observada no Brasil, onde o governo tem se concentrado na exploração de óleo e gás convencionais em reservas offshore). Esse interesse tem raízes ambientais e econômicas: o gás de xisto emite menor quantidade de carbono que outros combustíveis de origem fóssil, constituindo uma fonte energética mais limpa; e o grande volume das reservas mapeadas de gás de xisto pode representar uma revolução no cenário energético mundial, sendo capaz de conferir autossuficiência energética a algumas das grandes potências mundiais, como os EUA, e reduzir a dependência dos demais países em relação aos combustíveis fósseis advindos da Rússia e do Oriente Médio.

O objetivo desse trabalho é realizar uma revisão bibliográfica a respeito da origem, da exploração, e dos impactos ambientais e econômicos da exploração do gás de xisto, um recurso natural até o momento pouco explorado, sobretudo pelo Brasil, mas que tem o potencial de provocar uma revolução no cenário energético mundial.

Conclui-se que embora as reservas tecnicamente recuperáveis de gás de xisto ao redor do mundo sejam abundantes, ainda não se sabe se a exploração desse gás é economicamente viável fora dos EUA. Mesmo assim, considerando-se apenas a produção norte-americana, já é possível afirmar que o gás de xisto constitui uma promissora fonte energética, capaz de revolucionar, a curto e médio prazos, os cenários econômico e geopolítico mundiais.

Palavras-chave: gás de xisto, reservas, fraturamento hidráulico, perfuração horizontal, impactos ambientais.

ABSTRACT

Shale gas is a fossil fuel whose exploration became economically viable in the United States in the 2000s, due to innovations and improvements made in the processes of hydraulic fracturing and horizontal drilling (processes that already existed since the 40s and 80s, respectively). Outside the U.S., despite several technically recoverable reserves having already been mapped, the economical viability of the exploration is, for the most part, unknown, given that it depends on regional factors (such as geology and local operational costs) not yet analyzed.

However, the interest for shale gas has been growing around the world, and countries like Australia and China are beginning to analyze the economical viability of exploring their reserves (this tendency hasn't been observed in Brazil, where the government is focusing on the exploration of conventional gas and oil from offshore reserves). This interest has environmental and economical reasons: shale gas is considered a cleaner energy source, since the carbon emissions of this gas are lower than the emissions of other fossil fuels; and the great volume of shale gas resources mapped around the world could represent a revolution in the global energy landscape, being capable of turning energetically self-sufficient some of the world's greatest nations, such as the U.S., and of reducing the global dependency on the fossil fuels from Russia and the Middle East.

Besides the economical viability, the environmental impacts associated with the exploration of shale gas (earthquakes, water and soil contamination, among others) have also been intensely analyzed, and constitute a big obstacle to the development of this activity. To overcome this hurdle, it is necessary to develop industrial good practices and to adopt governmental regulations that aim the extinction or the mitigation of the potential environmental impacts of shale gas exploration.

Keywords: shale gas, resources, hydraulic fracturing, horizontal drilling, environmental impacts.

1. INTRODUÇÃO

"Energy is necessary for economic growth, for a better quality of life, and for human progress."

A frase acima, atribuída ao político norte-americano Mac Thornberry, ratifica a importância do consumo energético para o desenvolvimento econômico e social dos países. Por esse motivo, nas últimas décadas, observou-se um aumento da demanda energética por parte dos países desenvolvidos e, em escala ainda maior, por parte dos países em desenvolvimento, como China, Índia e Brasil. Esse crescimento, ilustrado pela Figura 1.1, deve continuar nos próximos anos, conforme estudos realizados pela Comissão Europeia (2003), que projetam que a demanda energética mundial continuará aumentando 1,8% ao ano, entre os anos 2000 e 2030.

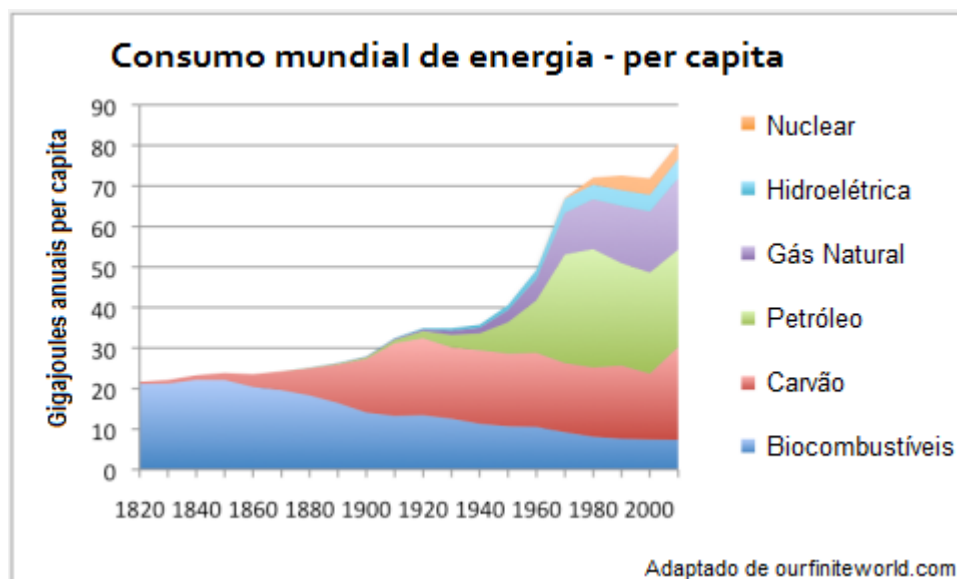


Figura 1.1 – Evolução do consumo energético mundial

As fontes renováveis de energia, tais como solar, eólica, geotérmica e biomassa, embora ambientalmente preferíveis às fontes não renováveis, apresentam um custo elevado quando comparadas às fontes convencionais (carvão, petróleo, gás natural), conforme mostra a

Figura 1.2. Já a fonte hidráulica depende da disponibilidade do recurso hídrico, além de requerer o alagamento de grandes áreas, enquanto a energia nuclear apresenta grandes riscos à saúde e ao meio ambiente, conforme observado após os acidentes nas usinas de Chernobyl, Ucrânia, e Fukushima, Japão. Conseqüentemente, estima-se que até o ano de 2030, os combustíveis fósseis serão responsáveis por 90% da oferta mundial de energia, sendo o petróleo a fonte energética mais importante (Comissão Europeia, 2003).

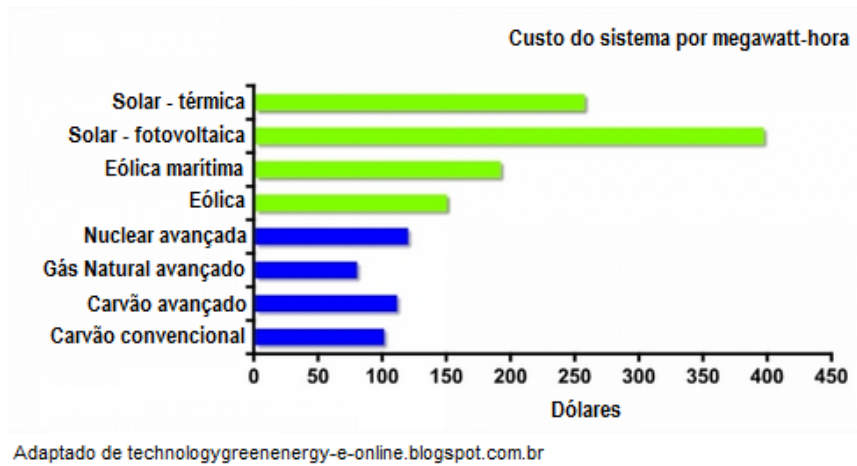


Figura 1.2 – Custos do MWh por fonte energética

A hegemonia dos combustíveis fósseis é acompanhada por um aumento da dependência, por parte de países como EUA, China, Japão, Alemanha, entre outros, do petróleo exportado pela Rússia e pelo Oriente Médio, que possuem as maiores reservas e são os maiores produtores mundiais desse recurso mineral. Esse fato é evidenciado pela Figura 1.3, que apresenta a relação entre a produção e o consumo de petróleo pelos 20 maiores consumidores mundiais.

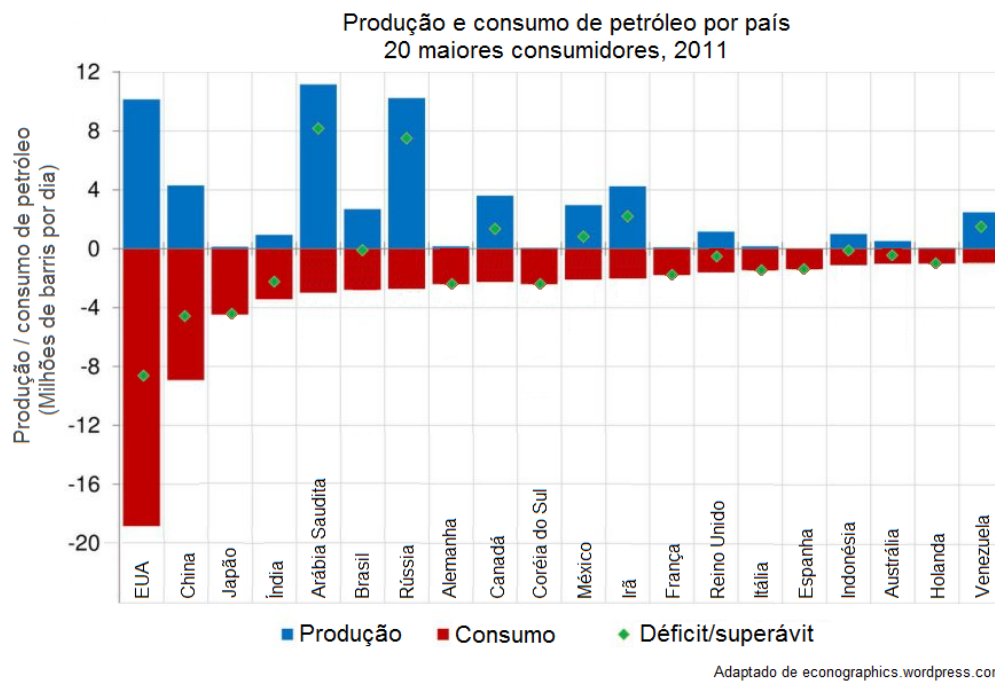


Figura 1.3 – Relação entre produção e consumo de petróleo

A dependência pelo petróleo produzido na Rússia e nos países do Oriente Médio faz com que os países importadores fiquem sujeitos a grandes variações de preço. Além disso, a instabilidade política nos países do Oriente médio é causa constante de preocupação, e frequentemente afeta a produção e a exportação do petróleo.

É nesse contexto de aumento de demanda e dependência, associado a preocupações de natureza ambiental, e ao declínio das reservas de óleo e gás convencionais em algumas regiões do mundo, que uma fonte de energia conhecida desde o ano 1821, mas até o momento pouco explorada, vem ganhando destaque no cenário energético mundial: o gás de xisto.

2. OBJETIVO E RELEVÂNCIA

O objetivo desse trabalho é realizar uma revisão bibliográfica a respeito da origem, da exploração, e dos impactos ambientais e econômicos da exploração do gás de xisto, um recurso natural até o momento pouco explorado, sobretudo pelo Brasil, mas que tem o potencial de provocar uma revolução no cenário energético mundial.

3. GÁS DE XISTO

O gás de xisto, encontrado em formações não-convencionais de xisto argiloso ou betuminoso, é um gás natural, ou seja, um combustível fóssil composto por uma mistura de metano (que corresponde à, pelo menos, 70% da composição do gás) e outros hidrocarbonetos leves. Quando o gás de xisto é composto primariamente por metano, e contém pouca ou nenhuma quantidade de condensados e hidrocarbonetos líquidos (como etano, butano e propano), ele é chamado de gás seco. Caso contrário, ele é chamado gás molhado.

O xisto argiloso, ilustrado na Figura 3.1, é uma formação rochosa laminar e friável constituída por sedimentos depositados há milhões de anos, e que contém significativos volumes de gás (e óleo) retidos no seu interior.



Figura 3.1 – Xisto argiloso

Entre os principais componentes da rocha estão os argilo-minerais caulinita, illita e esmectita. Outros constituintes, dependendo do local de formação do depósito, são o quartzo, feldspato, chert, óxidos de ferro, carbonatos e minerais sulfetados. Esses constituintes são responsáveis pela coloração da rocha, que pode ser encontrada nas cores preta, cinza, marrom, amarela, verde e vermelha (geology.com/rocks, 2014).

A rocha de xisto é formada por grãos de distribuição granulometria fina, de forma que os espaços intersticiais presentes são também pequenos e fazem com que a rocha seja pouco permeável (a permeabilidade é a medida da capacidade de circulação de um fluido através de uma rocha), embora porosa (a porosidade, expressa em valor percentual, é a relação entre o volume de espaços vazios de uma rocha, que é preenchido com gases ou líquidos, e o volume total da mesma. Quando os poros são

grandes e interconectados, a rocha é permeável. Quando os poros são muito pequenos e/ou não conectados, a rocha, embora porosa, é impermeável). Assim, ao contrário das reservas convencionais de gás natural, formadas por estruturas porosas de areias e carbonatos (como o calcário) em que a interconexão dos poros possibilita a permeabilidade do gás, as formações de xisto são consideradas não-convencionais, pois requerem um “estímulo” mecânico que permita a liberação do gás preso em sua estrutura porosa, mas pouco permeável.

As reservas de gás de xisto se formaram há mais de dois milhões de anos, em um período de tempo que vai desde a era cambriana até a terciária (geology.com/rocks, 2014). Esses depósitos encontram-se a uma profundidade média de 2000 a 3000 metros, e a exploração desse gás, há cerca de 20 anos, era técnica e economicamente inviável, dando origem a um produto final que não competia, em preço, com o gás proveniente de exploração convencional. Entretanto, o recente desenvolvimento tecnológico das técnicas e equipamentos de mineração, e a evolução do processo de fraturamento de rochas, tornaram viável a exploração comercial do gás de xisto e as reservas desse recurso deixaram de ser apenas um potencial para o futuro.

Sobretudo no contexto mundial atual, em que a questão energética, além de representar um fator essencial para o futuro econômico dos países, é responsável por criar tensões políticas nacionais e internacionais, a exploração do gás de xisto tem sido cada vez mais estudada como uma forma de reduzir a dependência dos países em relação ao petróleo e ao gás do Oriente Médio e da Rússia, de melhorar a balança comercial nacional e de permitir um maior desenvolvimento industrial a custos energéticos mais baixos.

3.1. Aplicações

O gás de xisto apresenta as mesmas aplicações que o gás natural extraído de fontes convencionais. Entre os principais usos, destacam-se:

- Gás de cozinha;
- Gás de sistemas de aquecimento de ar;
- Gás de sistemas de aquecimento de água;
- Gás veicular;
- Combustível de fornos industriais;
- Fonte energética para geração de eletricidade em termelétricas;
- Matéria prima para a produção de fertilizantes, plásticos, tecidos, farmacêuticos, anticongelante;
- Matéria prima para a produção de produtos químicos, tais como a amônia, etano, metanol, butano, propano e ácido acético;
- Fonte energética de processos industriais.

A Figura 3.2 mostra a relação entre os principais tipos de consumo de gás natural no mundo no ano de 2009, e a relação estimada para o ano de 2035 (*International Energy Agency - IEA, 2011*).

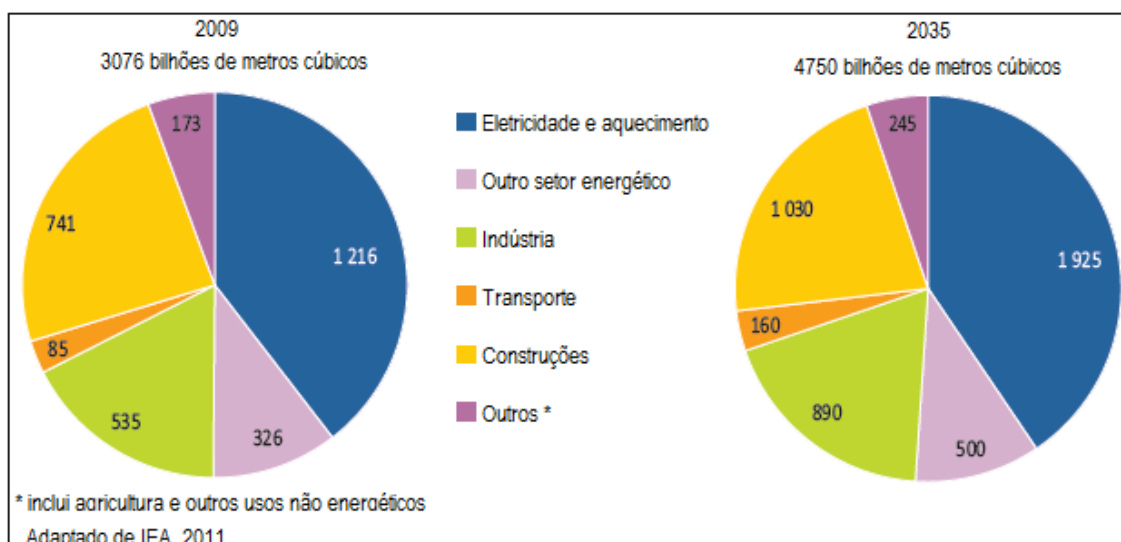


Figura 3.2 – Divisão do consumo de gás natural

3.2. Reservas no Brasil e no mundo

Segundo a *U.S. Energy Information Administration* (EIA), 2013, as maiores reservas tecnicamente exploráveis de gás de xisto encontram-se na China, Argentina, Algéria e EUA, conforme mostra a Tabela 3.1 (maiores detalhes a respeito dessas reservas serão discutidos nos itens 3.2.1 a 3.2.10 este trabalho).

Tabela 3.1 – Ranking mundial das reservas exploráveis de xisto

Colocação	País	Reserva tecnicamente explorável, em trilhões de pés cúbicos
1	China	1115
2	Argentina	802
3	Algéria	707
4	Estados Unidos	665
5	Canadá	573
6	México	545
7	Austrália	437
8	África do Sul	390
9	Rússia	285
10	Brasil	245

As reservas de gás não convencional também alteram a classificação dos países com as maiores reservas exploráveis do mundo e, potencialmente, a classificação dos maiores produtores de gás natural. Se considerado apenas o gás convencional, os países com as maiores reservas são, em ordem decrescente, Rússia, Irã e Catar. Considerando-se também o gás de xisto, a classificação passa a ser: Rússia, China e Irã (Figura 3.3).

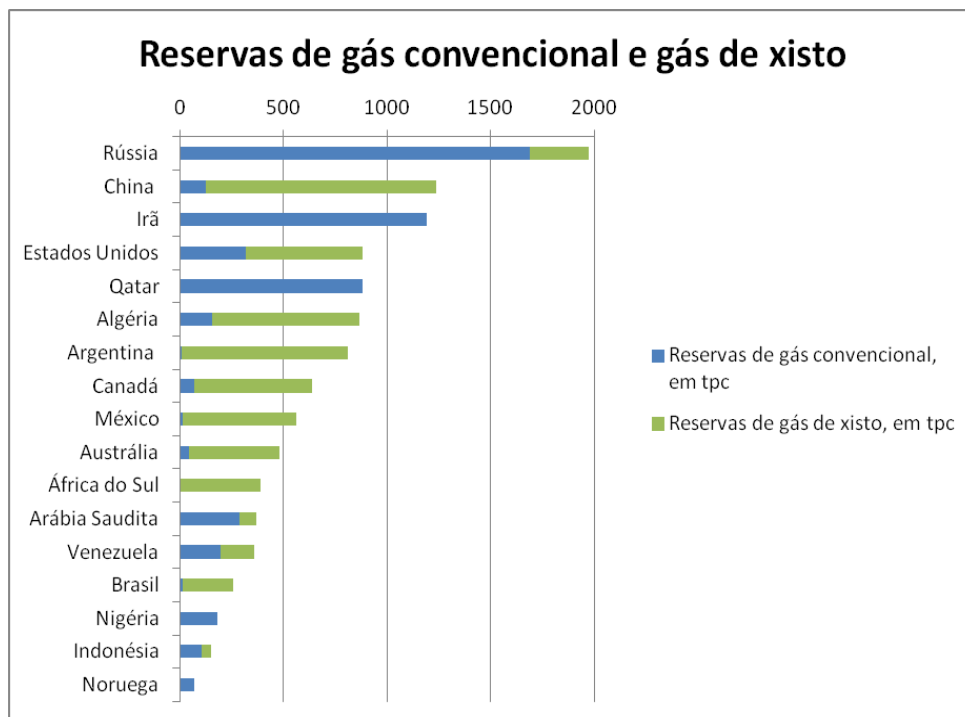


Figura 3.3 – Reservas exploráveis de gás natural

Mundialmente, a *International Energy Agency* (2012) estima que as reservas de gás não convencional (que incluem, além do gás de xisto, as reservas de *tight gas* – gás presente em rochas de baixa permeabilidade, e que requer o emprego de técnicas específicas para sua exploração – e de *coal-bed methane* - gás extraído de carvão mineral), representem 44% de todas as reservas exploráveis de gás natural, sendo que as reservas de xisto representam 64% de todas as reservas não convencionais existentes (Figura 3.4).

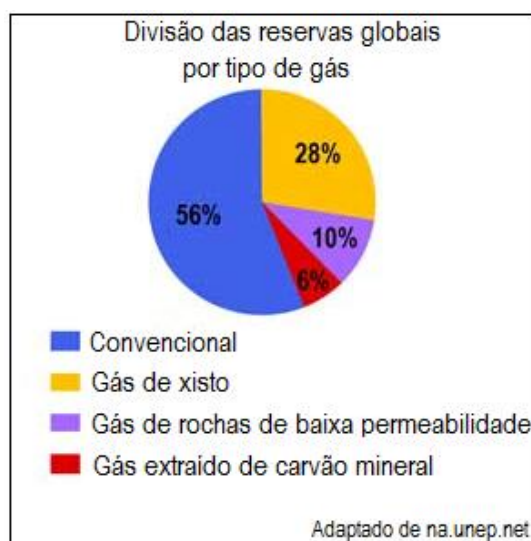


Figura 3.4 – Divisão das reservas mundiais de gás – por tipo

De acordo com a *International Energy Agency*, 2011, as reservas de gás natural convencionais teriam vida útil de 120 anos, considerando-se níveis de produção de 2010. Entretanto, se consideradas também as reservas de gás não convencionais, esse número sobe para 250 anos.

3.2.1. China

Estudos da *U.S. Energy Information Administration*, 2013, estimam que as reservas recuperáveis de gás de xisto sejam 9 vezes maiores que as reservas de gás convencional na China, fazendo com que esse país se torne o segundo mais rico nesses recursos, apresentando uma reserva total de 1239 trilhões de pés cúbicos. Esses estudos consideraram 7 grandes bacias de gás de xisto chinesas, conforme Figura 3.5 (outras potenciais bacias sedimentares existentes não foram quantificadas devido à baixa qualidade geológica ou à insuficiência de dados de controle).

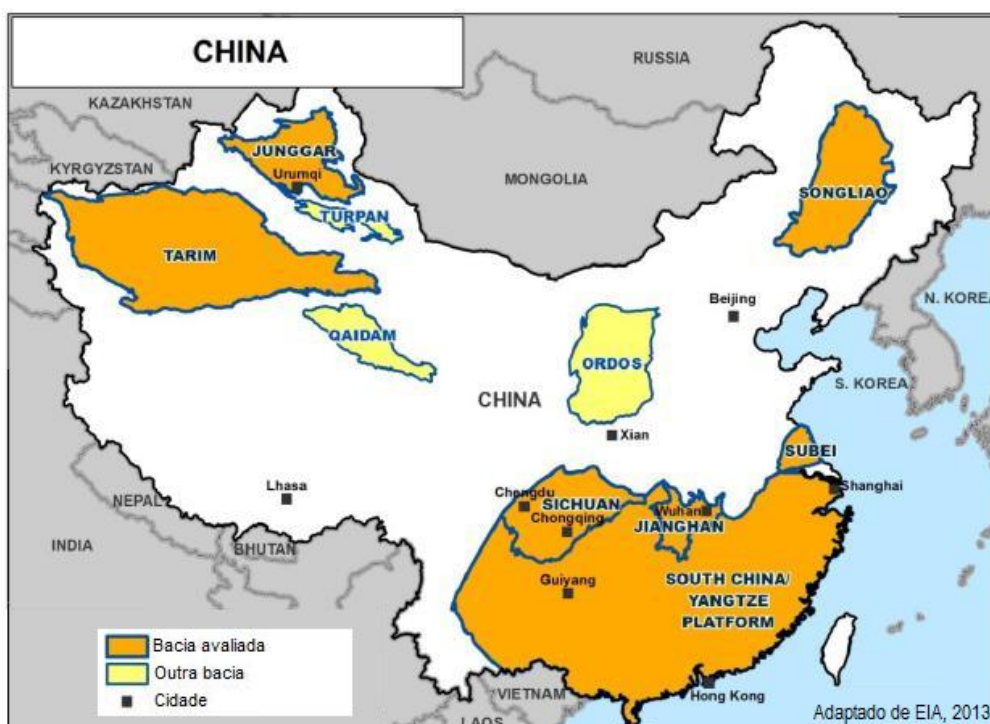


Figura 3.5 – Bacias chinesas de gás de xisto

3.2.2. Argentina

As reservas recuperáveis de gás de xisto da Argentina representam um total de 802 trilhões de pés cúbicos de gás, elevando consideravelmente a reserva de gás natural

convencional, estimada em 12 trilhões de pés cúbicos (*U.S. Energy Information Administration, 2013*). As quatro principais bacias identificadas no país são as bacias de Neuquen, do Golfo de São Jorge, Austral e do Paraná (Figura 3.6).



Figura 3.6 – Bacias de gás de xisto na Argentina

3.2.3. Algéria

As reservas exploráveis de gás de xisto da Algéria, estimadas em 707 trilhões de pés cúbicos, são 4,5 vezes maiores que as suas reservas de gás convencional, segundo estudos da *U.S. Energy Information Administration, 2013*. As principais bacias analisadas do país encontram-se mapeadas na Figura 3.7.

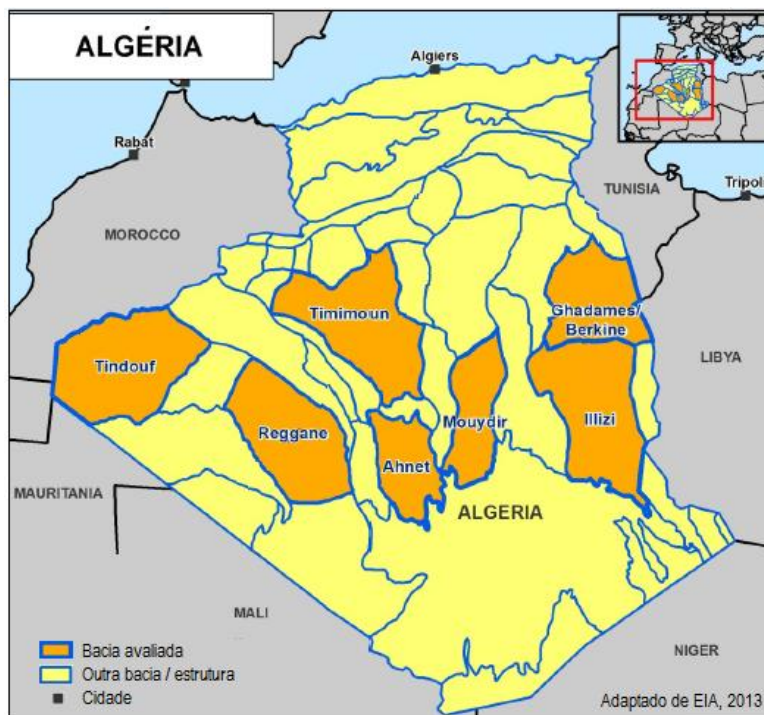


Figura 3.7 – Bacias de gás de xisto da Algéria

3.2.4. Estados Unidos

Em nenhum lugar do mundo as reservas recuperáveis de gás de xisto estão tão mapeadas quanto nos EUA, onde as reservas desse gás são estimadas em 665 trilhões de pés cúbicos (*U.S. Energy Information Administration, 2013*). As reservas de gás de xisto norte-americanas, distribuídas nas bacias ilustradas na Figura 3.8 (*U.S. Energy Information Administration, 2011*), são 1,8 vezes maiores que as suas reservas comprovadas de gás convencional.



Figura 3.8 – Bacias de gás de xisto nos Estados Unidos

3.2.5. Canadá

Após os EUA, o Canadá é o país com o melhor mapeamento das reservas recuperáveis de gás de xisto. Essas reservas, estimadas pela *U.S. Energy Information Administration*, 2013, somam 573 trilhões de pés cúbicos. As 12 principais bacias contendo gás de xisto do Canadá são listadas na Tabela 3.2:

Tabela 3.2 – Principais bacias com reservas exploráveis de xisto no Canadá

BACIAS DE GÁS DE XISTO RECUPERÁVEIS
Horn River
Cordova
Liard
Deep Basin
Alberta Basin
East and West Shale Basin
Deep Basin
NW Alberta Area
Southern Alberta Basin
Williston Basin
Appalachian Fold Belt
Windsor Basin

3.2.6. México

Os 545 trilhões de pés cúbicos de gás de xisto do México constituem uma reserva 32 vezes maior que a reserva de gás convencional do país. Conforme mostra a Figura 3.9, o gás de xisto encontra-se em depósitos marinhos de rochas geradoras de xisto, distribuídas ao longo da região do Golfo do México (*U.S. Energy Information Administration, 2013*).

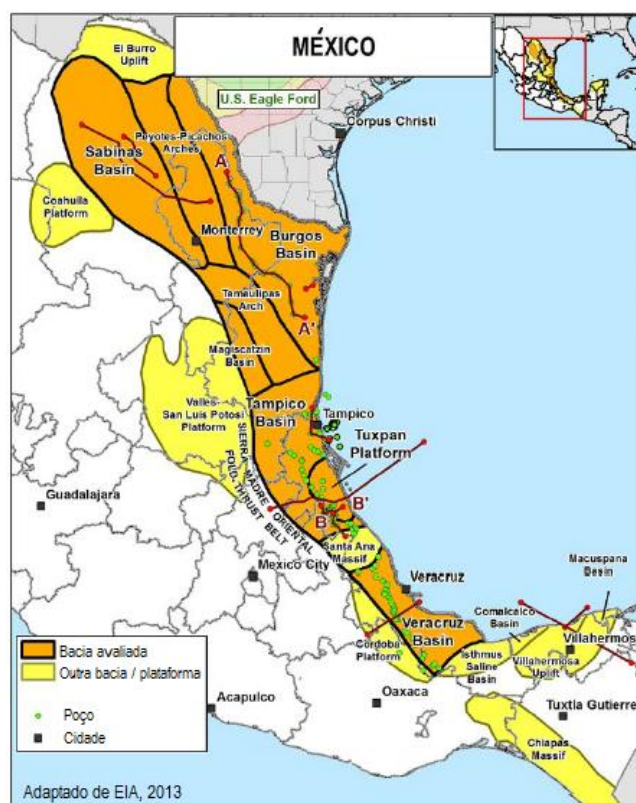


Figura 3.9 – Bacias de gás de xisto no México

3.2.7. Austrália

Estudos da *U.S. Energy Information Administration*, 2013, estimam reservas recuperáveis de gás de xisto de 437 trilhões de pés cúbicos na Austrália, enquanto as reservas comprovadas de gás convencional no país somam apenas 43 trilhões de pés cúbicos. Esses estudos consideraram seis bacias sedimentares (Figura 3.10), para as quais havia dados geológicos suficientes para uma estimativa quantitativa.

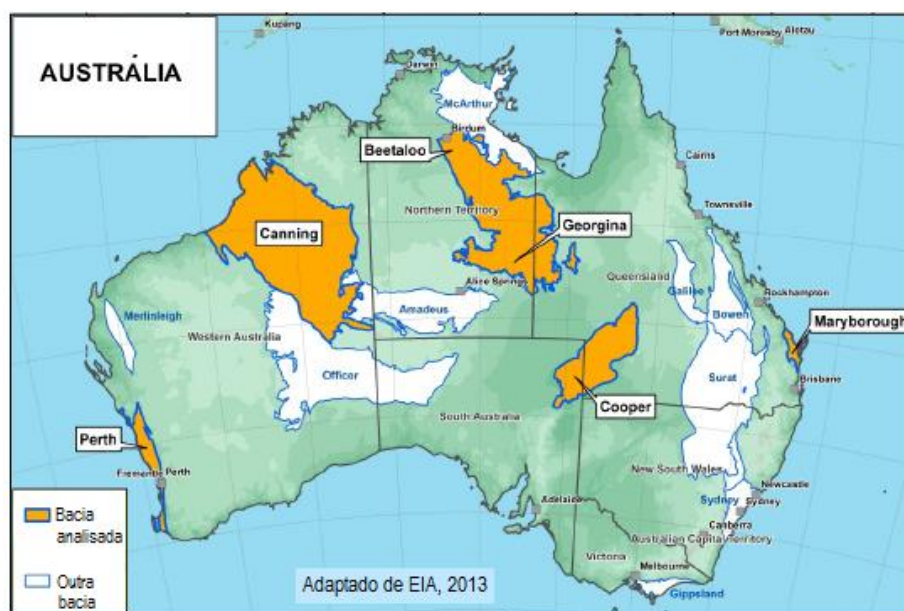


Figura 3.10 – Bacias de gás de xisto na Austrália

3.2.8. África do Sul

A África do Sul, que não apresenta reservas conhecidas de gás natural convencional, possui uma grande bacia sedimentar, a Karoo. Localizada nas partes central e sul, essa bacia ocupa cerca de dois terços do país. As reservas recuperáveis de gás de xisto, encontradas principalmente na parte sul dessa bacia (Figura 3.11), foram estimadas em 390 trilhões de pés cúbicos pela *U.S. Energy Information Administration*, 2013.

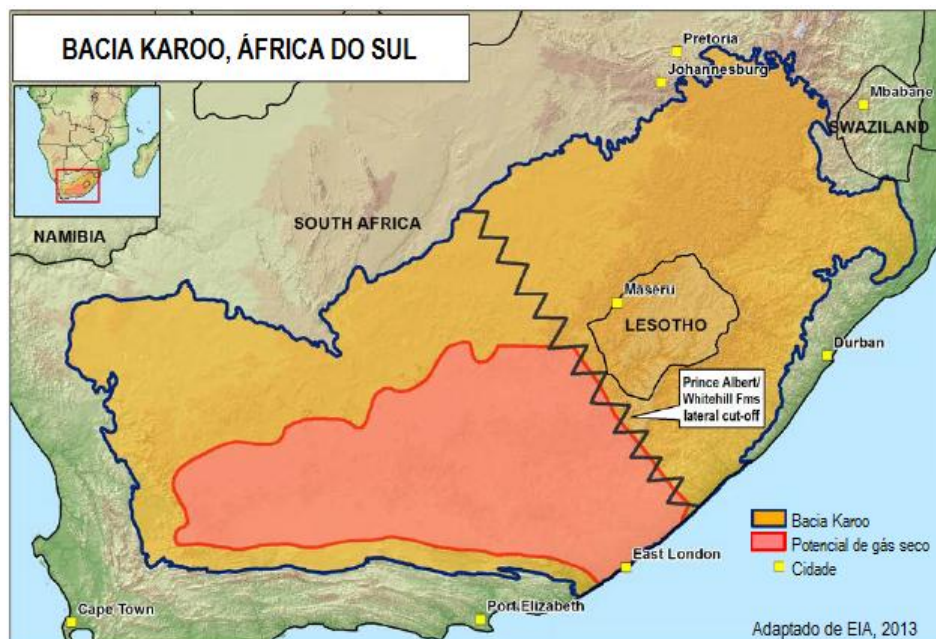


Figura 3.11 – Bacia de gás de xisto na África do Sul

3.2.9. Rússia

A Rússia, que possui a maior reserva de gás convencional do mundo, com 1688 trilhões de pés cúbicos, tem reservas recuperáveis de gás de xisto estimadas em 287 trilhões de pés cúbicos. Esta estimativa baseia-se em análises da bacia Oeste Siberiana (Figura 3.12) realizadas pela *U.S. Energy Information Administration*, 2013.



Figura 3.12 – Bacias de gás de xisto na Rússia

3.2.10. Brasil

O Brasil possui, em seu território continental, 18 bacias, todas pouco exploradas. Três dessas bacias (Paraná, Solimões e Amazonas) produzem quantidades significativas de gás e óleo convencionais, e apresentam indícios geológicos que indicam a presença potencial de gás de xisto. Avaliações realizadas nessas três bacias pela *U.S. Energy Information Administration*, 2013, estimam reservas recuperáveis de gás de xisto de 245 trilhões de pés cúbicos (esse valor é 14,5 vezes maior que a reserva comprovada de gás convencional do país). Já estudos realizados pela ANP (Agência Nacional do Petróleo) estimam reservas de 208 trilhões de pés cúbicos.

Várias outras bacias brasileiras podem conter gás de xisto. Entretanto, essas bacias não foram avaliadas pelos estudos mencionados acima devido à escassez de dados de levantamento, e ao fato dessas bacias serem termicamente imaturas e/ou não possuírem sistemas comprovados de rochas geradoras.

A Figura 3.13 apresenta as principais bacias situadas no território brasileiro.



Figura 3.13 – Bacias de gás de xisto no Brasil

3.3. Produção no Brasil e no mundo

Os EUA e o Canadá respondem por 90% do gás de xisto produzido no mundo atualmente (Gomes, 2011), enquanto países como China, México, Argentina, Polônia, Índia e Austrália estão em processo de iniciação da exploração desse gás (Wang e Krupnick, 2013).

Nos itens 3.3.1 a 3.3.10 será discutido o estágio produtivo em que os países com as maiores reservas mundiais de gás de xisto (Tabela 3.1) se encontram.

3.3.1. China

Na China, os trabalhos para produção de gás de xisto estão ainda na fase de delineação, avaliação e teste. Os estudos mais avançados estão sendo realizados nas bacias de Sichuan e Plataforma Yangtze, onde perfurações de exploração já foram realizadas pelas empresas PetroChina, Sinopec e Shell.

O governo chinês tem como meta atingir, até 2020, a produção diária de 5,8 a 9,7 bilhões de pés cúbicos de gás de xisto, mas esse objetivo é considerado inatingível pelos especialistas devido a uma série de dificuldades: as bacias de xisto chinesas são tectonicamente complexas, apresentando falhas, algumas das quais sismicamente ativas; os dados geológicos são restritos, sendo considerados segredos de estado; e os altos custos e rudimentarismo dos serviços de fraturamento e perfuração horizontal no país (*U.S. Energy Information Administration, 2013*).

3.3.2. Argentina

Na Argentina, programas significativos de exploração e produção comercial estão sendo iniciados na bacia de Neuquen pelas empresas Apache, EOG, ExxonMobil, TOTAL, YPF, entre outras. Nas demais bacias, nenhuma atividade exploratória foi observada pela *U.S. Energy Information Administration, 2013*.

3.3.3. Algéria

A companhia algeriana de gás, Sonatrach, tem realizado trabalhos no sentido de quantificar e qualificar as reservas de gás de xisto do país. O próximo passo desse estudo inclui a perfuração de poços, com o objetivo de testar a produtividade das bacias com maior prioridade (bacias de Berkine, Illizi, Timimoun, Ahnet e Mouydir). Outros estudos geológicos e de caracterização dos reservatórios vêm sendo executados por empresas internacionais de energia, como Statoil e Repsol (*U.S. Energy Information Administration*, 2013).

3.3.4. Estados Unidos

Os EUA foram pioneiros na exploração comercial de gás de xisto, e hoje são os maiores produtores mundiais desse recurso.

A produção comercial de gás de xisto nos EUA iniciou-se na região centro-norte do Texas (formação Barnett), no ano 2000. Desde então, observou-se a proliferação dos poços de exploração em todo o território norte-americano, o que possibilitou uma elevação impressionante na produção de gás de xisto do país: de 0,3 trilhões de pés cúbicos, em 2000, para 9,6 trilhões de pés cúbicos, em 2012 (Figura 3.14). Atualmente, a produção norte-americana de gás de xisto já corresponde a cerca de 40% da produção total de gás natural do país (*U.S. Energy Information Administration*, 2013).

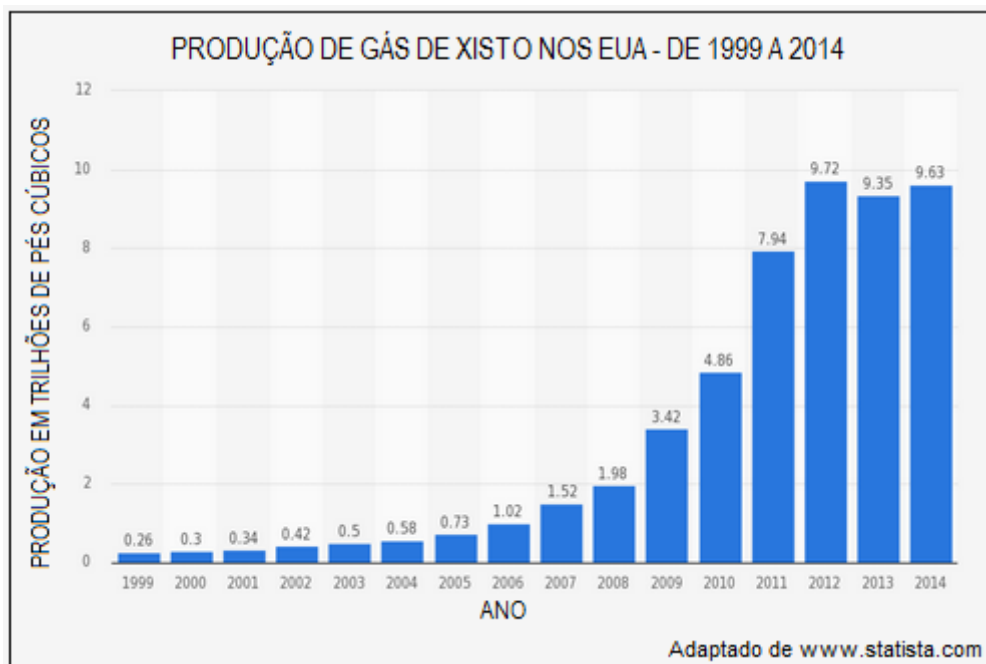


Figura 3.14 – Evolução da produção norte americana de gás de xisto

3.3.5. Canadá

O Canadá é o terceiro maior produtor (com produção anual de 6,4 trilhões de pés cúbicos) e segundo maior exportador mundial de gás natural. Contudo, a produção de gás natural convencional atingiu seu pico em 2006, e as projeções para o futuro indicavam um continuado declínio da produção. Esse cenário foi alterado com a viabilidade econômica da exploração do gás de xisto. Esse gás, em 2012, representou 15% de todo o gás natural produzido no país (Chong e Simikian, 2014).

Quando comparada à produção norte-americana, entretanto, a produção de gás de xisto canadense ainda está no seu estágio inicial. As atividades produtivas se concentram primariamente na parte ocidental do país (nas províncias de British Columbia e Alberta), e nas províncias de Quebec, Nova Scotia e New Brunswick.

Na província de British Columbia estão localizadas as bacias de Liard, Cordova, Deep Basin e Horn River, sendo essa última a principal na produção de gás de xisto. Em 2012, a produção diária na região de British Columbia foi de cerca de 2 bilhões de pés cúbicos, e representou 25% de toda a produção canadense de gás de xisto (Chong e Simikian, 2014).

Em Alberta (onde estão as bacias de Alberta, East and West, Deep Basin, Northwest Alberta e Southern Alberta), a maioria dos poços é vertical e de pouca profundidade. Por esse motivo, a produção de gás de xisto nessa província corresponde a apenas 0,1% da produção nacional de gás natural, com 2,7 bilhões de pés cúbicos produzidos em 2012. Atualmente, poços horizontais estão sendo construídos na região, de forma que a produção nessa província deve aumentar.

Na província de Quebec, 31 poços exploratórios foram perfurados na formação de xisto Utica, na bacia Appalachian Fold Belt. Contudo, em 2011, o governo de Quebec interrompeu as explorações, aguardando resultados de estudos ambientais. Até o momento a produção não foi retomada.

Em Nova Scotia, onde está localizada a bacia de Windsor, vários poços foram perfurados entre 2007 e 2008. Entretanto, em 2011 os trabalhos foram interrompidos devido a proibição pelo governo local de qualquer exploração de xisto e qualquer atividade envolvendo fraturamento hidráulico. A decisão de proibir o fraturamento hidráulico foi ratificada em 2014 (Departamento de Energia de Nova Scotia, 2014).

Em New Brunswick também já foram construídos vários poços exploratórios, mas a exploração de gás de xisto nessa província tem enfrentado a oposição da comunidade local, com protestos acontecendo em 2013.

3.3.6. México

A companhia PEMEX, Petróleos Mexicanos, planeja iniciar a produção comercial de gás de xisto em 2015, com produção diária de 2 bilhões de pés cúbicos até 2025. A produção de gás de xisto no México enfrenta, entretanto, alguns desafios: os primeiros poços de exploração da PEMEX produziram apenas vazões modestas de gás; o custo da perfuração de poços é alto no país; a falta de investimentos no setor produtivo; a complexidade geológica das bacias sedimentares e preocupações de segurança pública (*U.S. Energy Information Administration, 2013*).

3.3.7. Austrália

Com condições geológicas e industriais semelhantes aos EUA e Canadá, a Austrália tem o potencial de se tornar um dos próximos países a produzir gás de xisto comercialmente viável.

Como nos EUA, pequenas empresas independentes iniciaram os trabalhos de coleta de dados geológicos e de exploração do potencial das bacias. Atualmente, grandes empresas internacionais têm se associado (Joint-Ventures) a essas pequenas empresas, e realizado testes exploratórios. Entretanto, o fato das bacias de gás de xisto estarem em regiões remotas da Austrália tende a indicar que o desenvolvimento desse setor ocorrerá em ritmo moderado.

Das seis bacias australianas analisadas pela *U.S. Energy Information Administration*, 2013, acredita-se que a de Cooper será a primeira a produzir comercialmente o gás de xisto, uma vez que essa bacia é a principal em produção de gás convencional no país, e já apresenta infra-estrutura de transporte e processamento. As empresas Santos, Beach Energy e Senex Energy já realizaram testes nos reservatórios de gás de xisto da bacia de Cooper, obtendo resultados iniciais encorajadores.

Adicionalmente, testes iniciais foram realizados na bacia Ocidental, pelas empresas AWE e Norwest Energy; o Joint-Venture formado pelas companhias Blue Energy Ltda. e Beach Energy aguarda permissão para realização de testes na bacia de Maryborough; a Buru Energy e a New Standard Energy possuem permissões de exploração na bacia de Canning; na bacia de Georgina, testes foram realizados pelas empresas PetroFrontier Corporation e Statoil Australia; e as companhias Falcon Oil and Gas e Hess realizaram testes na bacia de Beetaloo (*U.S. Energy Information Administration*, 2013).

3.3.8. África do Sul

A África do Sul é importadora de gás natural, principalmente dos países vizinhos Moçambique e Namíbia. Por esse motivo, o governo sul africano tem dado prioridade para a exploração do gás de xisto.

Na África do Sul a exploração do gás de xisto foi iniciada através de uma Permissão de Cooperação Técnica (assinada por diversas companhias, como a Royal Dutch Shell, a Sunset Energy Ltda., a Anglo Coal, e as Joint-Ventures entre Oil & Gas/Chevron e Sasol/Chesapeake/Statoil), que pode levar a uma Permissão de Exploração e, em seguida, a um contrato de produção.

A exploração do gás de xisto nesse país, entretanto, pode ser dificultada pela presença de intrusões ígneas que podem interferir na qualidade dos recursos, limitar o uso das imagens sísmicas e aumentar o risco da exploração (*U.S. Energy Information Administration*, 2013).

3.3.9. Rússia

A exploração de óleo convencional foi iniciada na Rússia em 1940. Atualmente, as taxas de produção estão declinando, mesmo com a utilização de novas técnicas de recuperação secundária e hidro-fraturamento. Já a exploração de gás convencional é realizada na remota bacia Leste Siberiana e na mais onerosa região do Ártico.

Por esse motivo, empresas russas têm demonstrado interesse nas técnicas de perfuração e produção de gás de xisto usadas nos EUA. A companhia russa Rosneft já assinou acordos com a ExxonMobil e a Statoil, com planos de utilizar perfuração horizontal e técnicas de estímulo em larga escala para explorar as reservas de gás de xisto do país.

Presentemente, entretanto, a exploração do gás de xisto é dificultada pelo regime de impostos de extração mineral russo, que é voltado para reservas convencionais. O governo do país está atualmente trabalhando para modificar esse regime (*U.S. Energy Information Administration*, 2013).

3.3.10. Brasil

O Brasil possui 18 bacias sedimentares em seu território continental, das quais 14 podem apresentar rochas geradoras de hidrocarbonetos. Entretanto, desde os anos 80, o país tem se concentrado na exploração de óleo e gás convencionais em reservas offshore

(apenas duas bacias onshore, a Amazonas e a Paraná, têm apresentado produção significativa de gás e óleo convencionais).

Por esse motivo, o Brasil possui poucos dados geológicos a respeito de rochas geradoras de gás de xisto, e em nenhuma bacia foram realizadas perfurações exploratórias desse gás. A ANP, Agência Nacional do Petróleo, realizou apenas levantamentos, principalmente gravimétricos e magnéticos, em quatro bacias onshore: Amazonas, Paraná, Parnaíba e parte da São Francisco.

A Petrobras, que recentemente abriu seu primeiro poço para exploração de óleo de xisto na Argentina, não possui planos para a execução de perfurações no território brasileiro (em São Mateus do Sul, no Paraná, a Petrobras possui uma unidade conhecida com Petrosix, em que o gás de xisto é extraído através da pirólise de rochas de xisto. Segundo a própria Petrobras, 2002, a produção diária desse processo, que não será abordado por esse trabalho, é de 50 toneladas de gás liquefeito de xisto, além de 90 toneladas de nafta industrial e 132 toneladas de gás combustível).

No setor privado, a companhia Shell planeja realizar suas primeiras perfurações na bacia do São Francisco. Entretanto, o objetivo da empresa aparenta ser outros tipos de recursos não convencionais, e não o gás de xisto (*U.S. Energy Information Administration*, 2013).

3.4. Processo de exploração

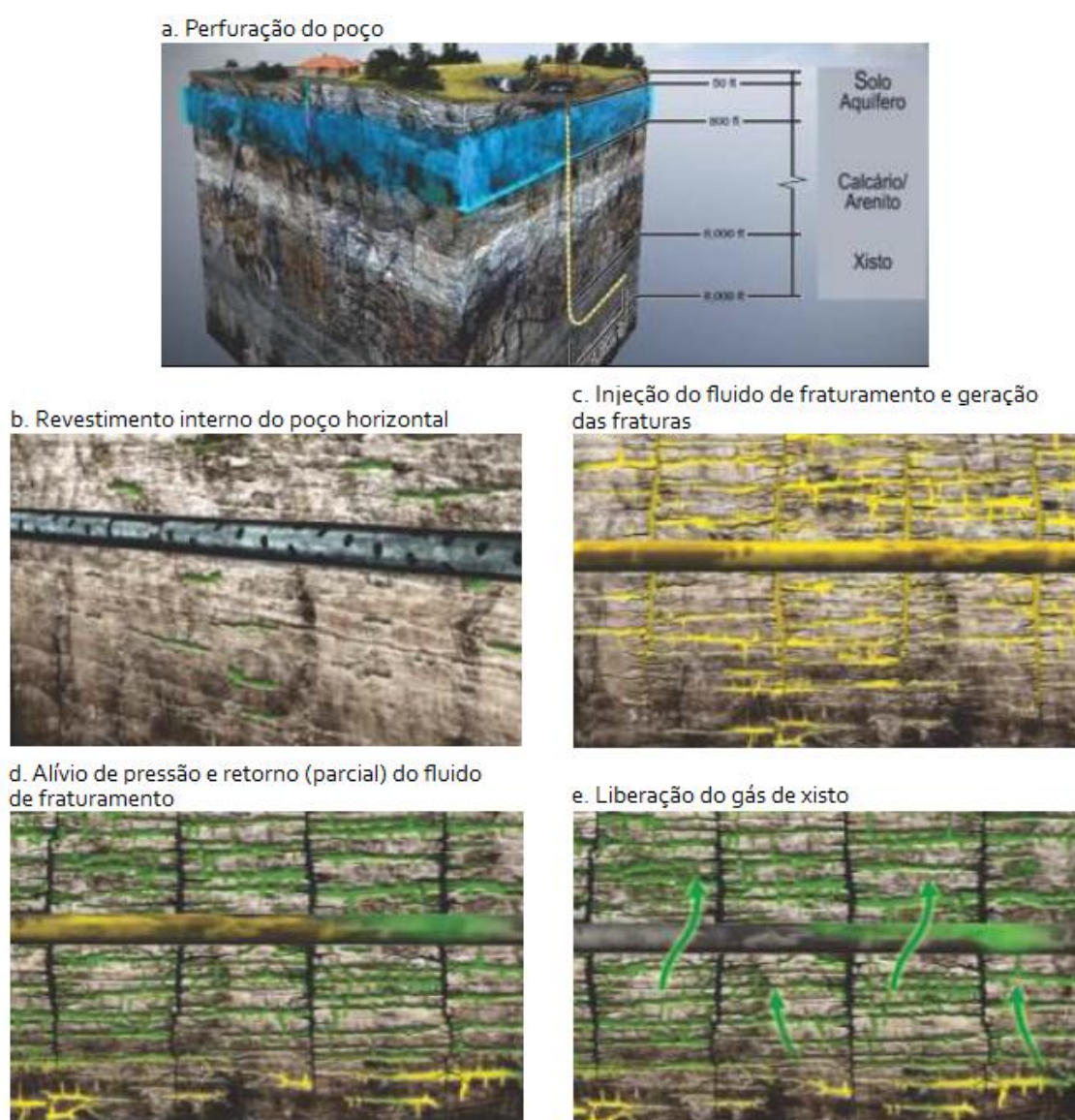
A principal forma de exploração do gás de xisto é a que associa as técnicas de perfuração horizontal e de fraturamento hidráulico de rochas.

O processo de exploração se inicia com a perfuração de um poço vertical, que é revestido internamente, em sua parte superior, para evitar a contaminação da água subterrânea adjacente. A perfuração desse poço é feita na direção do depósito de xisto betuminoso, normalmente localizado em uma profundidade de cerca de 2000 a 3000 m. Quando o depósito é atingido, a perfuração passa a ser feita horizontalmente, de forma a expor uma maior seção da formação rochosa de xisto. O poço horizontal normalmente tem de 1,4 a 3 km de extensão (Moore et. al, 2014), mas pode atingir até 10 km (Santos e Coradesqui, 2013),

Após a perfuração, o poço horizontal é revestido internamente, utilizando-se concreto, com uma estrutura perfurada de aço (o uso do concreto visa isolar o poço, evitando novamente a contaminação de águas subterrâneas adjacentes). E, em seguida, uma mistura de água, areia e produtos químicos é injetada, a alta pressão (segundo Santos e Coradesqui, 2013, a pressão é de até 8000 psi), no poço. Esse fluido de fraturamento passa através das perfurações presentes no revestimento de aço, causando o surgimento de rachaduras milimétricas, ou fraturas, na rocha de xisto. Como a pressão é elevada, essas fraturas se propagam, atingindo, geralmente, 150 a 250 m (Moore et. al, 2014), mas podendo atingir até 588 m (Durham University, 2013).

Então, com o fraturamento realizado, alivia-se a pressão no poço, com cerca de 20% a 50% do fluido retornando através dele – esse fluido é chamado de *flow-back*. Essa etapa da produção do gás de xisto é conhecida como período de *flow-back*, e pode durar dias ou até mesmo semanas. À medida que o tempo passa, a quantidade de fluido de *flow-back* reduz gradualmente, enquanto o conteúdo de hidrocarbonetos na corrente através do poço aumenta (os hidrocarbonetos saem das rochas através das fraturas formadas e mantidas abertas pelos grãos de areia presentes no fluido de fraturamento). Eventualmente, toda a corrente passa a ser formada basicamente por hidrocarbonetos.

Ambientalmente, a prática mais adequada durante o período de *flow-back* é a separação do fluido de *flow-back*, que posteriormente deverá ser tratado, e do gás de xisto. Entretanto, a captura do gás na fase inicial do *flow-back* requer muitos investimentos em instalações de separação e processamento de gás, de forma que, em muitos casos, esse gás inicial é liberado para a atmosfera ou direcionado para queima em um *flare* (International Energy Agency, 2012). E apenas o gás recolhido nas etapas mais avançadas desse período é comercializado. A Figura 3.15 ilustra as etapas do processo de exploração do gás de xisto.



(Modificado do Informativo do comitê paranaense em defesa do patrimônio público - 2013)

Figura 3.15 – Etapas da exploração do gás de xisto

A aplicação de técnicas de fraturamento para estimular a produção de gás natural começou a crescer nos anos 1950, embora já se tenha conhecimento de experimentos realizados ainda no século XIX. E a aplicação de perfuração horizontal, para produção de óleo, iniciou-se no começo dos anos 1980. A exploração de gás de xisto utilizando essas duas técnicas, entretanto, só se tornou comercialmente viável nos anos 2000 (Wang e Krupnick, 2013).

A viabilidade comercial da exploração de gás de xisto foi alcançada graças a avanços realizados pela empresa Mitchell Energy, que explorou a formação de xisto Barnett, no Texas, EUA. Entre esses avanços, Wang e Krupnick (2013) destacam:

- substituição do gel, até então utilizado como fluido de fraturamento, por água: o fraturamento com água já tinha aplicações em outras áreas da engenharia, mas a sua utilização na exploração de gás de xisto foi uma grande inovação por parte da Mitchell Energy. Porque antes dessa inovação, acreditava-se que uma quantidade muito grande de propantes (propantes são as partículas sólidas responsáveis por manter abertas as fraturas produzidas pelo estímulo hidráulico. Ou seja, é o material de sustentação das fraturas da rocha) era necessária para garantir a condutividade do fluido através do poço, e por isso o gel seria essencial (o gel é capaz de conter mais propantes que a água). Entretanto, a substituição do gel por água, e a consequente redução da quantidade de propantes utilizado no fluido de fraturamento, não diminuíram a produtividade do processo, e permitiram um abatimento de 50% em seu custo.
- outras modificações no fluido de fraturamento: eliminação do uso de nitrogênio e substituição de propantes mais caros por areia de baixa qualidade e preço.
- eliminação do tratamento ácido pré-fraturamento.
- utilização de tecnologias computacionais para auxiliar no conhecimento geológico e no monitoramento do processo: o entendimento da geologia local é essencial para a tomada de decisão, ajudando a definir onde e como os poços serão perfurados e quantos poços serão necessários. Uma das tecnologias

aplicadas pela Mitchell Energy foi o mapeamento microsismográfico: durante e após a estimulação das fraturas na rocha, ocorrem centenas de pequenos eventos sísmicos de baixa magnitude que, ao serem monitorados, fornecem informações importantes acerca do reservatório e permitem a otimização da produção.

- otimização da perfuração horizontal através de melhorias no fluido de perfuração e no controle da perda na circulação (perda que ocorre quando o fluido de perfuração penetra na rocha ao invés de retornar pelo poço) e através da utilização de motores de fundo: essas modificações permitiram reduzir em 50% o tempo de perfuração e em 15% o custo desse processo.

3.4.1. Produtos químicos

A composição e o volume do fluido de fraturamento dependem da estrutura geológica local, do tipo de fraturamento usado, das condições do poço e das características da água. Entretanto, de maneira geral, esse fluido é composto por 90% de água, 9,5% de areia, e 0,5% de aditivos químicos (America's Oil and Natural Gas Industry, 2014).

Cerca de 3 a 12 aditivos químicos são utilizados no fluido de fraturamento. Entre os principais aditivos, a America's Oil and Natural Gas Industry (2014) cita:

- Ácido clorídrico ou ácido acético: ajuda a dissolver os minerais e iniciar as fissuras próximas ao poço;
- Cloreto de sódio: retarda a quebra das ligações poliméricas do gel (a elevação da viscosidade, ou gelificação, do fluido de fraturamento é necessária para garantir que os propantes fiquem em suspensão);
- Poliacrilamida: reduz a turbulência do fluxo e o atrito com o revestimento, diminuindo a potência necessária à bomba de injeção do fluido;
- Etileno glicol: evita a formação de depósitos no revestimento;
- Borato: tem a função de conservar a viscosidade do fluido durante a elevação da temperatura, sendo chamado de *crosslinker*;
- Carbonatos de sódio e potássio: mantém a efetividade dos *crosslinkers*;
- Glutaraldeído: elimina as bactérias da água, evitando a proliferação desse microorganismo no reservatório;

- Ácido cítrico: previne corrosão;
- Goma guar e isopropanol: aumentam a viscosidade do fluido de fraturamento.

3.4.2. Simulação e monitoramento do processo

Estudos geológicos e ferramentas computacionais são utilizados para garantir a eficiência e a produtividade do processo de exploração. Em reservatórios de baixa permeabilidade, como os de xisto, o principal fator que influencia na recuperação e produtividade do fraturamento hidráulico é o comprimento da fratura (Bennett, 2005). Por esse motivo, engenheiros utilizam simuladores, que auxiliam na definição do tipo de estímulo adequado para a obtenção de uma fratura ótima. Esses simuladores utilizam como inputs informações como: propriedade e volume do fluido de fraturamento e dos propantes, permeabilidade natural e propriedades mecânicas da rocha, pressão no poro, tensão de fechamento (que corresponde à pressão em que a fratura se fecha, após a pressão realizada durante o fraturamento ser aliviada), entre outras.

A modelagem de fraturas também é um input importante para a simulação, mas esse é um processo muito complexo (devido, por exemplo, à presença de fraturas naturais na rocha, à heterogeneidade dos reservatórios, e à anisotropia da tensão induzida), e até hoje não existem modelos que retratam fielmente a realidade (Bennett, 2005).

Entretanto, vários métodos já foram criados com a finalidade de estimar e monitorar a geometria da fratura antes, durante e depois da sua criação. Esses métodos, suas principais limitações e suas capacidades de medição, estão relacionados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Métodos de diagnóstico de fratura

Grupo	Método de diagnóstico de fratura	Principais limitações	Capacidade de estimar							
			Comprimento	Altura	Assimetria	Largura	Azimuth	Inclinação	Volume	Condutividade
Local afastado, durante o fraturamento	Mapeamento com inclinômetro de superfície	* Não consegue determinar dimensões de fraturas individuais e complexas * A resolução do mapeamento diminui com a profundidade								
	Mapeamento com inclinômetro "downhole"	* A resolução do comprimento e altura da fratura diminui com o aumento da distância do poço de monitoramento * Requer a disponibilidade de um poço de monitoramento * Não fornece informações sobre distribuição de propantes ou de geometria efetiva da fratura								
	Mapeamento microsísmico	* Requer a disponibilidade de um poço de monitoramento * Depende da exatidão do modelo de velocidade * Não fornece informações sobre distribuição de propantes ou de geometria efetiva da fratura								
Perto do poço, após o fraturamento	Marcadores radioativos	* Medição em volume perto do poço * Fornece apenas o limite inferior para a altura da fratura caso a fratura e o poço não estejam alinhados								
	Registro de temperatura	* A condutividade térmica de diferentes formações pode variar, afetando os resultados do registro de temperatura * Registro pós-tratamento exige múltiplos passes nas 24 horas após o tratamento * Fornece apenas o limite inferior para a altura da fratura caso a fratura e o poço não estejam alinhados								
	Registro de produção	* Fornece apenas informações sobre zonas ou perfurações que contribuem para a produção, e é aplicável apenas em poços revestidos								
	Registro de imagem de orifício	* Aplicável apenas em casos de orifício aberto * Fornece apenas a orientação das fraturas na região próxima ao poço								
	Video "downhole"	* Fornece apenas informações sobre zonas ou perfurações que contribuem para a produção, e é aplicável apenas em poços revestidos * Pode ser aplicado em orifícios abertos								
Baseado em modelo	Análise de fratura por pressão de rede	* Os resultados dependem de considerações do modelo e da descrição do reservatório * Requer "calibração" com observações diretas								
	Teste de poço	* Resultados dependem de considerações do modelo * Requer estimativas precisas de pressão e permeabilidade do reservatório								
	Análise de produção	* Resultados dependem de considerações do modelo * Requer estimativas precisas de pressão e permeabilidade do reservatório								
Legenda:										
Consegue determinar										
Talvez consiga determinar										
Não consegue determinar										

Adaptado de Bennett Et al., 2005

Os métodos baseados em modelo utilizam medições indiretas, e são tão precisos quanto os modelos de fraturas e de reservatório usados. Entre esses métodos, o mais aplicado é

o de análise de fratura por pressão de rede, realizado logo após, ou até mesmo durante, o fraturamento. Esse método, entretanto, necessita da informação da pressão no fundo do poço, que raramente é conhecida (normalmente esse dado é estimado, considerando-se a pressão na superfície, e as perdas de carga ao longo do poço).

Os métodos de análise de produção e teste de poço definem mais precisamente a geometria da fratura que efetivamente contribui para a produção, e tendem a subestimar o comprimento real da fratura hidráulica (Bennett, 2005).

Os métodos de perto do poço, como o próprio nome diz, não são capazes de estimar fraturas localizadas em regiões mais afastadas do poço. Os marcadores radioativos permitem verificar o posicionamento do fluido e dos propantes durante estímulos de vários estágios. Os registros de temperatura, realizados após o estímulo, identificam as regiões próximas do poço que foram resfriadas pela injeção do fluido de fraturamento, permitindo estimar a altura das fraturas. Os registros de produção utilizam múltiplos sensores para medição de variáveis como vazão, temperatura, pressão, densidade do fluido, capacitância, entre outros, permitindo identificar fraturas que contribuem para a produção.

Os métodos que utilizam inclinômetro e mapeamento microsísmico permitem analisar fraturas mais afastadas do poço. O mapeamento microsísmico detecta os microterremotos induzidos pelo fraturamento através de sensores localizados ao longo de um poço de monitoramento (Figura 3.16).

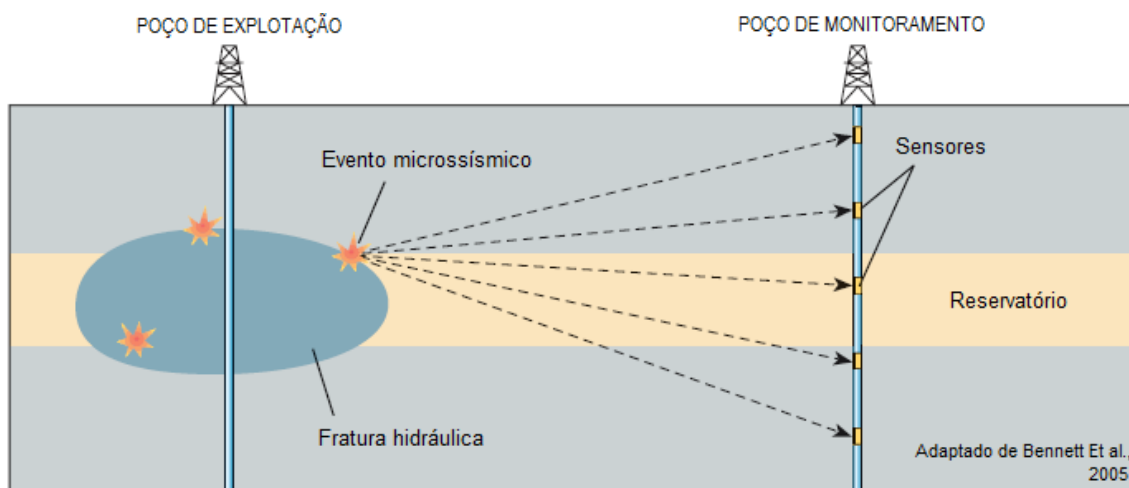


Figura 3.16 – Monitoramento microsísmico

Já os inclinômetros medem a deformação ou inclinação provocada pela fratura hidráulica, permitindo estimar sua profundidade, largura, azimute e inclinação. Esse método de monitoramento da fratura é ilustrado na Figura 3.17.

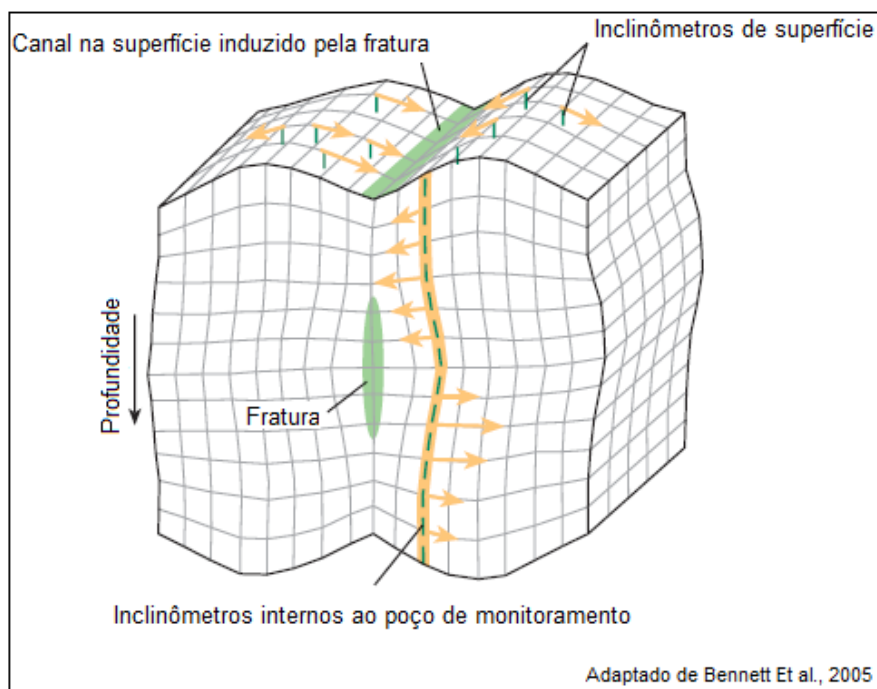


Figura 3.17 – Monitoramento com inclinômetros

3.5. Impactos ambientais da exploração

Um dos aspectos mais controversos acerca da exploração do gás de xisto diz respeito aos seus potenciais impactos ambientais. A preocupação com esse aspecto é tão grande que ele se tornou um dos mais importantes entraves ao desenvolvimento dessa atividade econômica, incitando protestos em diferentes regiões e levando até a proibição da exploração do gás de xisto por alguns governos do mundo.

Os principais impactos ambientais da exploração de gás xisto, e potenciais ações mitigadoras, são discutidos nos itens a seguir.

3.5.1. Extensão de terras

O gás de xisto é um recurso difuso e de difícil extração. Por esse motivo, a escala da operação industrial necessária para explorar um dado volume desse gás é muito maior do que a necessária para a exploração de um mesmo volume de gás convencional. A exploração de gás de xisto na formação Marcellus (EUA), por exemplo, ocupa uma extensão territorial de 250000 quilômetros quadrados, sendo cerca de 10 vezes maior que a maior zona produtora de gás natural convencional do país.

Além disso, a exploração de gás de xisto é uma atividade mais invasiva. Enquanto um campo de exploração de gás convencional requer menos de um poço a cada dez quilômetros quadrados, um campo de exploração de gás não convencional requer mais de um poço por quilômetro quadrado, intensificando em mais de dez vezes os impactos provocados pelas perfurações (*International Energy Agency, 2012*).

Uma medida que poderia ser adotada com o objetivo de mitigar esse problema e tornar a exploração de gás de xisto menos extensiva e invasiva, segundo Santos e Coradesqui (2013), é a construção de poços multilaterais (Figura 3.18).

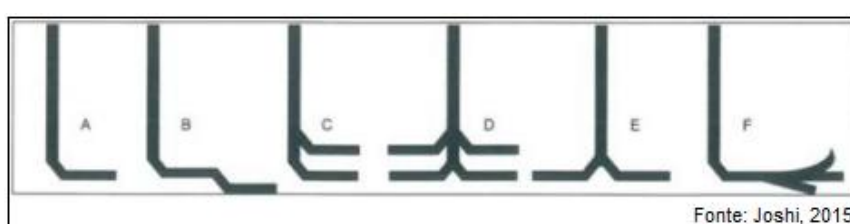


Figura 3.18 – Configurações de poços multilaterais

3.5.2. Grande consumo de água

Embora seja necessária água durante a fase de perfuração dos poços, o principal consumidor desse recurso durante as atividades de exploração do gás de xisto é o fraturamento hidráulico. O fraturamento de cada poço pode consumir até 20000 metros cúbicos de água (*International Energy Agency, 2012*).

A Tabela 3.4 apresenta o consumo de água por unidade de energia produzida, para diferentes fontes de hidrocarbonetos. Através dessa tabela pode-se concluir que o consumo de água para a produção de gás de xisto é, no mínimo, 200 vezes maior que o seu consumo para a produção de gás convencional.

Tabela 3.4 – Consumo de água por unidade de energia produzida

	Consumo de água (pés cúbicos por terajoule)	
	Produção	Refino
Gás natural		
Gás convencional	0,001 - 0,01	
Gás convencional com estímulo para fratura	0,005 - 0,05	
Gás "tight"	0,1 - 100	
Gás de xisto	2 - 100	
Óleo		
Óleo convencional*	0,01 - 50	5 - 15
Óleo convencional com estímulo para fratura*	0,05 - 50	5 - 15
Óleo "tight" leve	5 - 100	5 - 15

* O valor superior refere-se à recuperação secundária com inundação com água; o inferior, à recuperação primária.

Adaptado de IEA, 2012

A utilização de grandes volumes de água é tão essencial à exploração de gás de xisto que, em certas regiões do mundo, a escassez do recurso hídrico dificulta, ou até mesmo inviabiliza, o desenvolvimento dessa atividade econômica. Um exemplo desse cenário é a bacia de Tarim. Essa bacia, situada na China, apresenta um dos maiores depósitos de xisto do país, mas permanece comercialmente inexplorada devido à falta de água na região.

Adicionalmente, a utilização de água para a exploração de gás de xisto em áreas onde o recurso hídrico é escasso pode levar a sérios problemas ambientais (diminuição do nível dos lençóis freáticos, redução da biodiversidade, alteração do ecossistema), além de

prejudicar o abastecimento da população local e de outras atividades econômicas, como a agricultura.

Muitos esforços estão sendo feitos no sentido de reduzir o consumo de água durante o fraturamento hidráulico. Na formação de Eagle Ford, no Texas, por exemplo, o reciclo do fluido de *flow-back* permitiu a redução do consumo médio de água por poço, de 18500 para 13600 metros cúbicos (*International Energy Agency*, 2012).

Outros estudos analisam a viabilidade de reduzir o volume de água utilizado no fraturamento através da utilização de outros fluidos, como polímeros, surfactantes, água espumada com nitrogênio ou gás carbônico, ou, até mesmo, hidrocarbonetos, como o propano. A utilização de fluidos alternativos, contudo, pode apresentar efeitos colaterais, e elevar os riscos da exploração do gás de xisto. O uso de surfactantes ou polímeros, por exemplo, exigiria um aumento do percentual de produtos químicos no fluido de fraturamento (e, conseqüentemente, levaria a uma elevação do risco de contaminação do solo e da água subterrânea), enquanto a utilização de hidrocarbonetos inflamáveis aumentaria o risco da ocorrência de explosões.

3.5.3. Contaminação de águas e solo

A contaminação de águas (superficiais e/ou subterrâneas) e do solo pelo processo de exploração de gás de xisto é um impacto ambiental de extrema importância, e pode acontecer através dos seguintes mecanismos (*International Energy Agency*, 2012):

- Derramamento superficial acidental de líquidos ou sólidos, como fluidos de perfuração ou fraturamento, hidrocarbonetos, resíduos sólidos.
- Vazamento de fluidos de fraturamento, águas salinas de zonas mais profundas ou hidrocarbonetos devido a falhas no revestimento de cimento do poço.
- Contaminação de aquíferos devido à infiltração através da rocha de hidrocarbonetos ou fluidos de fraturamento.
- Lançamento de água insuficientemente tratada em corpos de água superficiais ou subterrâneos.

Nenhuma das formas de contaminação citadas acima é exclusiva da produção de gás de xisto. Entretanto, como a escala industrial dos empreendimentos que visam explorar esse gás é maior, os riscos associados a essa atividade também são.

O risco de derramamento pode ser mitigado através do armazenamento adequado de todos os fluidos e sólidos, da adoção de procedimentos apropriados e do emprego de equipamentos que visem controlar o derramamento no caso da sua ocorrência. O uso de redes de tubulação é também mais seguro do que o transporte de líquidos através de caminhões.

Para evitar o vazamento de fluidos através do poço é necessário que o seu revestimento seja projetado, construído e testado conforme as melhores práticas da indústria, e com material de resistência e flexibilidade adequadas. A selagem completa do poço deve ser garantida durante toda sua vida útil (cerca de 30 anos, normalmente) e após o encerramento das atividades de exploração.

A contaminação de águas através da infiltração de fluidos através das rochas é uma ocorrência improvável na exploração de gás de xisto, uma vez que, normalmente, as zonas produtivas desse gás estão localizadas milhares de metros abaixo de qualquer aquífero relevante, e as rochas que separam o reservatório e o corpo hídrico tendem a ser bastante impermeáveis. Entretanto, se a técnica de fraturamento utilizada não é apropriada (o que ocorre, principalmente, quando a geologia local não é bem conhecida) as fraturas hidráulicas induzidas podem se propagar para além das regiões planejadas, e a contaminação de corpos d'água pode ocorrer (Figura 3.19).

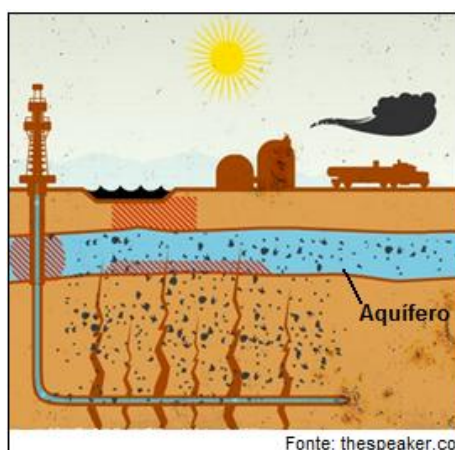


Figura 3.19 – Contaminação de águas devido a propagação excessiva das fraturas

E, finalmente, é necessário que o descarte de efluentes seja realizado apenas após o seu tratamento correto, atendendo os requisitos de volume e composição relacionados nas regulamentações ambientais locais.

3.5.4. Riscos sísmicos

Ao induzir fraturas em rochas subterrâneas, o fraturamento hidráulico sempre gera eventos sísmicos de baixa magnitude (-3 a -2 graus na escala Richter, segundo a America's Oil and Natural Gas Industry, 2014). Entretanto, abalos sísmicos mais significativos podem também ocorrer caso o poço ou as fraturas entrem em contato e reativem alguma falha geológica naturalmente existente. Esse tipo de interação ocorreu, por exemplo, durante a exploração de gás de xisto em Blackpool, no Reino Unido, e provocou um terremoto de magnitude 2 na escala Richter (um abalo sísmico dessa magnitude não causa danos à superfície).

A prevenção de abalos sísmicos mais graves é possível através de estudos cuidadosos da geologia da região, visando identificar a presença de falhas profundas ou características que representem um aumento de risco à exploração. O monitoramento das operações também pode evitar problemas, pois possibilita que os trabalhos sejam interrompidos caso seja observada uma acentuação da atividade sísmica local (*International Energy Agency*, 2012).

3.5.5. Emissão de gases do efeito estufa

Os gases de efeito de estufa são aqueles que, ao absorverem parte da radiação infravermelha emitida, principalmente, pela superfície terrestre, dificultam seu escape para o espaço, provocando uma elevação na temperatura da Terra. Esse é um fenômeno natural que está sendo intensificado pela atividade humana. Entre os principais gases do efeito estufa estão o gás carbônico e o metano, que contribuem de formas distintas para esse fenômeno: o metano é um gás que contribui mais fortemente para a elevação da temperatura global, mas tem vida útil mais curta na atmosfera (meia-vida de cerca de 15 anos); o gás carbônico contribui com menos intensidade para o efeito estufa, mas tem meia-vida de 150 anos.

A emissão de gases do efeito estufa ocorre em todas as fases de manipulação do gás de xisto, desde sua exploração ao consumo final.

A emissão de gases do efeito estufa durante a produção do gás de xisto supera a emissão proveniente da produção de gás natural convencional, por dois motivos principais (*International Energy Agency, 2012*):

- Devido à necessidade de um número maior de poços e do processo de fraturamento hidráulico, a exploração do gás de xisto consome mais energia. Essa energia é, normalmente, fornecida por motores a diesel, emissores de gás carbônico.
- O não aproveitamento do gás de xisto presente na corrente inicial de *flow-back* (conforme item 3.4 desse trabalho) faz com que uma quantidade significativa de gás seja liberada para a atmosfera (contribuindo para a emissão de metano, principalmente), ou direcionada a um *flare* (emissão de gás carbônico). Segundo o relatório da *International Energy Agency, 2012*, a queima do gás de xisto na corrente inicial de *flow-back* faz com que as emissões de gases do efeito estufa na exploração desse gás sejam 3,5% maiores que as emissões relativas à produção de gás convencional. E esse número aumenta para 12% quando o gás é liberado diretamente para a atmosfera.

A utilização de sistemas eficientes de separação líquido-gás permitiria uma grande redução na emissão de gases do efeito estufa pelo processo produtivo de gás de xisto. E, caso essa separação não seja econômica ou tecnicamente viável, é sempre preferível que o gás na corrente inicial de *flow-back* seja queimado, e não liberado diretamente para a atmosfera.

Outras fontes de emissão de gás metano podem significar perdas de até 6% da produção total (Howarth et. al, 2011), e ocorrem durante a produção, armazenamento e transporte do gás de xisto, assim como do gás convencional: liberação de gás para a atmosfera durante a manutenção ou, até mesmo, durante a operação habitual dos equipamentos; vazamentos acidentais em tubulações, válvulas, tanques, etc.; acidentes envolvendo a

ruptura de equipamentos, como tubulações, vasos, tanques, entre outros; queima incompleta de gases no *flare*. A redução dessas emissões requer melhores práticas de manutenção e operação (incluindo a queima de gases liberados, ao invés de emissão para a atmosfera), maior preparo e treinamento dos operadores.

A Figura 3.20 (Howarth et al., 2011) apresenta um comparativo do impacto, ou pegada, das emissões de gás carbônico e metano pelas cadeias (da extração ao consumo final) de gás de xisto e gás convencional, carvão e óleo diesel, considerando horizontes de 20 e 100 anos (esses dois horizontes foram escolhidos em função da meia-vida do metano e gás carbônico). As emissões de gás carbônico são divididas em emissões diretas (provocadas pela queima do combustível propriamente dito) e indiretas (emissões provenientes do processo de produção e transporte da fonte energética).

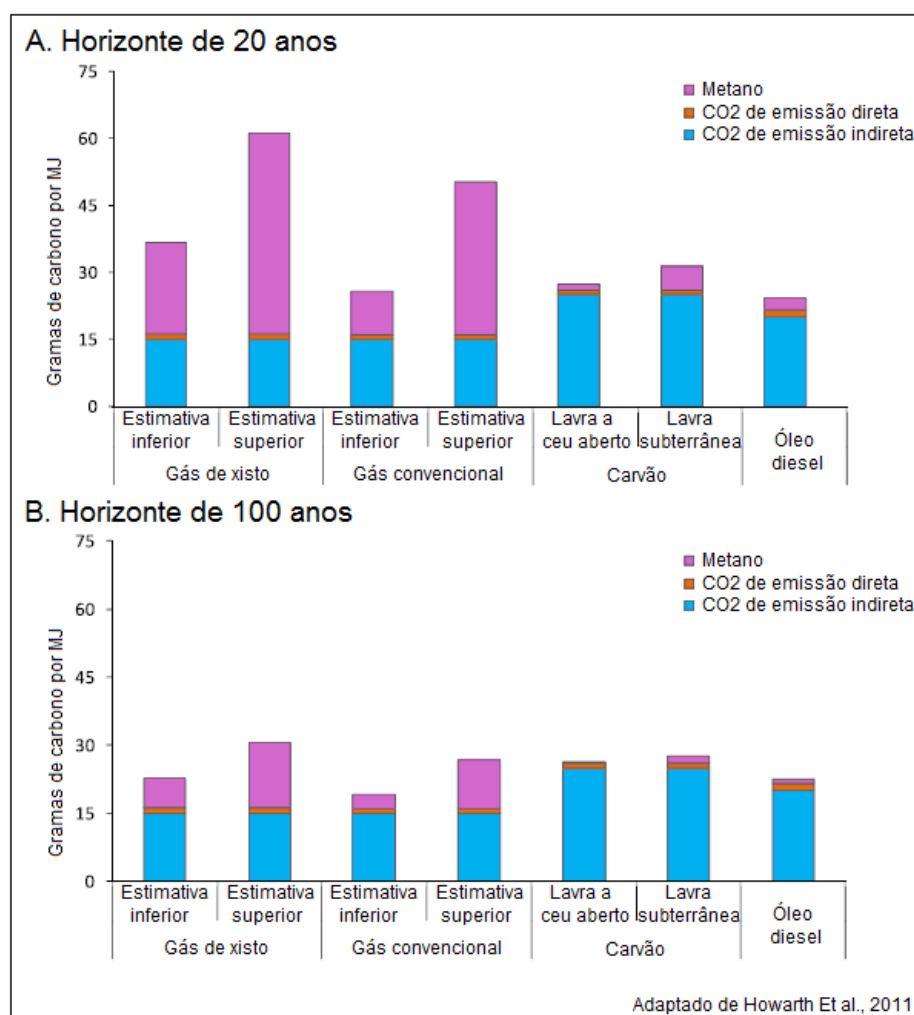


Figura 3.20 – Pegada de gases do efeito estufa para as cadeias e gás de xisto, gás convencional, carvão e óleo diesel

Através da Figura 3.20, é possível concluir que o gás de xisto, ao emitir quantidades maiores de metano e, indiretamente, gás carbônico, causa maiores prejuízos à atmosfera que o gás convencional, em ambos os horizontes de tempo. A única etapa da cadeia em que o gás de xisto pode ser menos danoso é durante o transporte, uma vez que, de acordo com a *International Energy Agency*, 2012, as plantas de extração desse gás geralmente se encontram mais próximas do consumidor final que as plantas de gás convencional. Mas, de maneira global, a cadeia do gás de xisto sempre é mais poluidora.

Já as cadeias de carvão e óleo diesel emitem quantidades muito inferiores de metano, mas quantidades superiores de gás carbônico (principalmente da forma direta) quando comparadas com a cadeia de gás de xisto. Por esse motivo, enquanto no horizonte de 20 anos o gás de xisto produz mais danos à atmosfera, no horizonte de 100 anos ele é menos impactante.

3.5.6. Geração de resíduos

Entre os principais resíduos gerados pela produção de gás de xisto, os mais significativos são os sólidos provenientes das perfurações dos poços, e os fluidos de perfuração (chamado também de lama) e de *flow-back*.

Os resíduos sólidos gerados pela perfuração de um só poço chegam a somar entre 100 e 500 toneladas (*International Energy Agency*, 2012), e devem ser descartados de forma adequada.

O fluido de perfuração, que é circulado pelo poço à medida que ele é perfurado, tem a função de controlar a pressão no poço e remover resíduos sólidos produzidos pela perfuração. Essa lama é formada por uma mistura de base líquida (água ou óleo), partículas sólidas e sais (que dão viscosidade ao fluido) e aditivos químicos. Uma vez utilizada, a lama deve ser reciclada ou tratada e descartada corretamente.

O fluido de *flow-back*, já mencionado no item 3.4 desse trabalho, pode arrastar consigo águas provenientes da formação de xisto, que podem estar acumuladas há milhões de

anos. Essas águas podem conter altas concentrações de sais, materiais radioativos e outros contaminantes, como benzeno, arsênio e mercúrio. Por esse motivo, e devido aos aditivos químicos acrescentados ao fluido de fraturamento, o efluente de *flow-back* deve ser reciclado ou tratado e descartado de maneira apropriada.

A melhor forma de lidar com os efluentes de perfuração e *flow-back*, do ponto de vista ambiental, é a reciclagem. Entretanto, essa opção nem sempre é economicamente viável. Assim, duas alternativas são utilizadas atualmente pela indústria: injeção dos efluentes em aquíferos salinos subterrâneos ou tratamento seguido de lançamento em rios ou utilização na agricultura (*International Energy Agency*, 2012).

Cuidados também devem ser tomados durante o armazenamento (anterior à destinação final) e transporte dos fluidos residuais. Eles devem ser mantidos em containers ou tanques fechados, de forma a evitar a contaminação do meio ambiente através de derramamentos ou da liberação de vapores.

3.6. Implicações econômicas da exploração

Antes de considerar os impactos econômicos da exploração do gás de xisto, é importante fazer uma distinção entre reservas tecnicamente recuperáveis e economicamente recuperáveis. As reservas mapeadas neste trabalho são tecnicamente recuperáveis, ou seja, são reservas que poderiam ser exploradas com as tecnologias já existentes. Essas reservas, entretanto, só serão economicamente recuperáveis se gerarem lucro nas condições de mercado atuais.

Hoje, pouco se sabe a respeito da recuperabilidade econômica das reservas tecnicamente recuperáveis, uma vez que essa recuperabilidade depende de fatores que variam muito ao redor do mundo, como: o custo de perfuração e preparação dos poços, e a produtividade média dos mesmos (que, por sua vez, depende das características geológicas locais). Outro fator de extrema importância, e que sofre constante variação, é o preço do gás natural (*U.S. Energy Information Administration, 2013*).

As principais consequências econômicas da exploração do gás de xisto são discutidas a seguir.

3.6.1. Fragmentação do mercado de gás natural

Os reservatórios de gás de xisto são mais dispersos mundialmente que os reservatórios de gás convencional, de forma que vários países do mundo passaram a ter reservas de gás natural com vida útil de, pelo menos 75 anos (*U.S. Energy Information Administration, 2013*). E, caso essas reservas sejam também economicamente recuperáveis, muitos países poderão reduzir suas importações ou, até mesmo, exportar gás natural.

Os Estados Unidos, por exemplo, se tornaram autossuficientes na produção de gás natural, graças ao gás de xisto (Vihma, 2013). E, segundo previsões da *U.S. Energy Information Administration, 2013*, passarão de importadores a exportadores dessa fonte energética em 2020 (Figura 3.21).

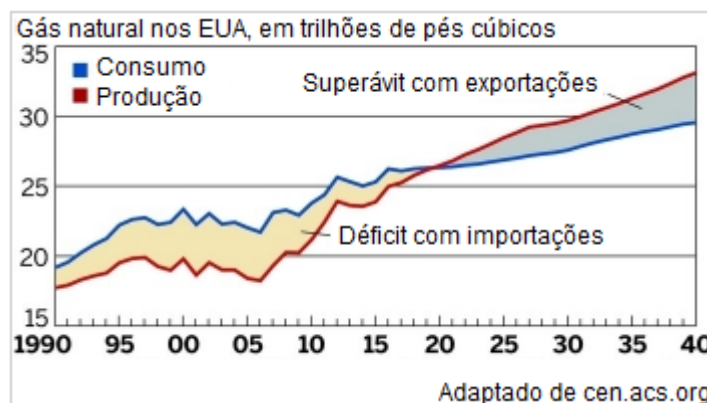


Figura 3.21 – Produção e consumo de gás natural dos EUA

3.6.2. Preços mais baixos para o gás natural

Com os EUA se tornando autossuficientes na produção de gás natural, os volumes de gás que seriam destinados a esse país, através de importação, passaram a complementar a oferta desse gás para o restante do mercado. E o aumento da oferta levou a uma queda nos preços desse produto.

Outro fator que contribuiu para a queda dos preços é a fragmentação do mercado. A possibilidade de diversificação do fornecimento de gás natural já fez com que alguns países europeus conseguissem renegociar seus contratos com a empresa Gazprom (maior empresa da Rússia e maior exportadora de gás natural do mundo), conseguindo, inclusive, desvincular o preço do gás natural do preço do petróleo. A Polônia, por exemplo, conseguiu reduzir em 15% o preço do gás natural fornecido por essa empresa (Vihma, 2013).

3.6.3. Impactos geopolíticos

Em março de 2014, os líderes da União Européia se comprometeram a reduzir sua dependência em relação ao gás natural russo (o gás natural representa 25,6% da matriz energética da União Européia, e cerca de um quarto do gás utilizado pelos países desse grupo econômico é proveniente da Rússia). Essa decisão foi tomada devido à crise na Ucrânia e à anexação russa da Crimeia, que escalaram as tensões entre os países europeus e a Rússia.

A tão desejada redução da dependência do gás natural proveniente da Rússia (e também de países do Oriente Médio) pode ser facilitada pelo desenvolvimento da atividade de exploração do gás de xisto, e a conseqüente fragmentação do mercado de gás natural. Dessa forma, a Europa e o restante do mundo estariam menos susceptíveis a problemas de fornecimento e alta de preços devido aos conflitos de natureza econômica, política ou religiosa que frequentemente envolvem os grandes exportadores de gás natural.

3.6.4. Alteração da matriz energética dos países

O aumento da oferta e a redução do preço do gás natural tendem a elevar a fração de mercado desse recurso energético ao redor do mundo. Nos EUA, por exemplo, o gás natural já é responsável por 32% da geração de eletricidade, e já responde por 27% do suprimento total de energia. E acredita-se que, em breve, esse gás será a principal fonte energética do país, superando o petróleo (Vihma, 2013).

A alteração da matriz energética é interessante caso o gás natural substitua fontes energéticas convencionais, como o carvão e o petróleo, permitindo uma redução na emissão de gás carbônico. Atualmente, entretanto, existe uma preocupação crescente de que o gás natural, devido ao seu baixo preço, seja usado como um substituto para as fontes de energia renováveis (Stevens, 2012).

3.6.5. Geração de empregos e novas oportunidades

Além da criação de empregos diretos, a exploração do gás de xisto pode também contribuir para o desenvolvimento de outros setores da economia.

Nos Estados Unidos, o baixo preço do gás natural está ajudando a “repatriar” a indústria nacional. No período de 2006-2011, os setores econômicos que mais cresceram no país foram a mineração e a indústria de óleo e gás, que contrataram cerca de 500.000 novos empregados. Para os próximos anos, espera-se um aumento no investimento também nas áreas petroquímica, química, de fertilizantes e de aço, e a criação de um milhão de novos postos de trabalho até o ano de 2025 (Vihma, 2013).

4. CONCLUSÕES

Embora as reservas tecnicamente recuperáveis de gás de xisto ao redor do mundo sejam abundantes, ainda não se sabe se a exploração desse gás é economicamente viável fora dos EUA. Mesmo assim, considerando-se apenas a produção norte-americana, já é possível afirmar que o gás de xisto constitui uma promissora fonte energética, capaz de revolucionar, a curto e médio prazos, os cenários econômico e geopolítico mundiais.

Do ponto de vista ambiental, a exploração desse gás está associada a diversos e graves riscos, e conseqüentemente requer a adoção de boas práticas industriais e de rigorosas regulamentações governamentais específicas à exploração de gás não convencional, tais como tornar obrigatória a medição e divulgação de volumes de água e fluido de fraturamento utilizados, e a divulgação dos aditivos químicos utilizados; estabelecer normas rígidas que regulamentem a construção e projeto dos poços, garantindo seu completo isolamento; determinar limites mínimos de profundidade dos poços, de forma a garantir uma distância segura em relação aos lençóis freáticos; definir limites para a emissão atmosférica de gás de flow-back.

Acima de tudo, entretanto, é necessário ressaltar que, embora o gás de xisto apresente a vantagem de emitir menores quantidades de carbono quando comparado a outros combustíveis de origem fóssil, ele não constitui uma fonte alternativa de energia, como a eólica, a solar e a biomassa. Logo, esse gás deve ser encarado como uma tecnologia intermediária e incapaz de conduzir à independência energética a longo prazo.

5. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Um trabalho de revisão bibliográfica semelhante pode ser feito para o óleo de xisto.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMERICA'S OIL AND NATURAL GAS INDUSTRY. Hydraulic Fracturing; Unlocking America's Natural Gas Resources. API Digital Media, 2014. 19p.

BENNETT, L.; LE CALVEZ, J.; SARVER, D. R.; TANNER, K.; BIRK, W. S.; WATERS, G.; DREW, J.; MICHAUD, G.; PRIMIERO, P.; EISNER, L.; JONES, R.; LESLIE, D.; WILLIAMS, M. J.; GOVENLOCK, J.; KLEM, R. C.; TEZUKA, K. The source for hydraulic fracture characterization. *Oilfield Review*, 2005. 17, 42–57.

BUENO, L. A Revolução do Gás de Xisto nos EUA: Passado e Futuro. São Paulo: Faculdades Metropolitanas Unidas, 2012. 4p. (Texto para Análise e Produção Acadêmica, Graduação, Administração).

CHONG, J.; SIMIKIAN, M. Shale Gas in Canada: Resource Potential, Current Production and Economic Implications. Publicação número 2014-08-E. Ottawa: Library of Parliament, 2014. 14p.

COMITE PARANAENSE EM DEFESA DO PATRIMÔNIO PÚBLICO. Exploração de Gás de Xisto Ameaça o Meio Ambiente e sua Saúde. *Olho Vivo*. 2013. 4p.

DEPARTAMENTO DE ENERGIA DE NOVA SCOTIA. <http://energy.novascotia.ca/oil-and-gas/onshore/hydraulic-fracturing-review> - acessado em 25 de janeiro de 2015

DURHAM ENERGY INSTITUTE. Fracking e Aquíferos: até onde chega uma fratura. Durham: DEI Briefing Note No. 902, 2013. 2p.

EIA – U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Review of Emerging Resources: U. S. Shale Gas and Shale Oil Plays. Washington: U.S. Government Printing Office, 2011. 82p.

EIA – U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Annual Energy Outlook 2012; With Projections to 2035. Washington: U.S. Government Printing Office, 2012. 240p.

EIA – U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Washington: U.S. Government Printing Office, 2013. 730p.

EIA – U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Annual Energy Outlook 2014; With Projections to 2040. Washington: U.S. Government Printing Office, 2014. 269p.

EUROPEAN COMMISSION. World energy, technology and climate policy outlook 2030. EUR 20366. Bruxelas: Office for official publications of the European Communities, 2003. 148p.

GOMES, M. J. Estudo do mercado brasileiro de gás natural contextualizado ao shale gas. Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2011. 32p. (Monografia, Graduação, Engenharia Química).

HOWARTH, R. W.; SANTORO, R.; INGRAFFEA, A. Methane and the Greenhouse-gas Footprint of Natural Gas from Shale Formations. Climatic Change Letters, DOI 10.1007/s10584-011-0061-5, março 2011.

<http://cen.acs.org/articles/91/i10/Chemical-Gas-Suppliers-Battle-Over.html> - Acessado em 12 de fevereiro de 2015.

<http://geology.com/articles/natural-gas-uses/> - Acessado em 26 de setembro de 2014

<http://geology.com/rocks/shale.shtml> - Acessado em 27 de setembro de 2014

http://na.unep.net/geas/getUNEPPageWithArticleIDScript.php?article_id=93 – Acessado em 11 de novembro de 2014.

<http://ourfiniteworld.com/2012/03/12/world-energy-consumption-since-1820-in-charts/>

- Acessado em 15 de setembro de 2014

<http://technologygreenenergy-e-online.blogspot.com.br/2013/12/all-alternative-energy-sources.html> - Acessado em 23 de setembro de 2014.

<http://thespeaker.co/pennsylvania-releases-information-fracking-contamination-first-time-243-cases-private-drinking-water-contamination-revealed/> - Acessado em 3 de janeiro de 2015.

<http://www.statista.com/statistics/183740/shale-gas-production-in-the-united-states-since-1999/> - Acessado em 10 de dezembro de 2014.

<https://econographics.wordpress.com/2012/12/05/oil-production-and-consumption-by-country/oil-production-and-consumption-by-country/> - Acessado em 23 de setembro de 2014.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy Outlook 2011. Paris. IEA Publications, 2011. 664p.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Golden Rules for a Golden Age of Gas; World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. Paris. IEA Publications, 2012. 148p.

JOSHI, S. Horizontal and Multilateral Well Technology. In: UNESCO. Encyclopedia of Life Support Systems. Eolss Publishers, Paris, France, [http://www.eolss.net] – acessado em 15 de janeiro de 2015

MOORE, V.; BERESFORD, A.; GOVE, B. Hydraulic Fracturing for Shale Gas in the UK: Examining the Evidence for Potential Environmental Impacts. Sandy, Bedfordshire: RSPB, 2014. 64p.

MULLER, R. A.; MULLER, E. A. Why Every Serious Environmentalist Should Favor Fracking. Londres: Centre of Policy Studies Publications, 2013. 16p.

PETROBRAS. Curso de Formação de Operadores de Refinaria. Processos de Refino. Curitiba, 2002. 76p.

SANTOS, P. R. D.; CORADESQUI, S. Análise de Viabilidade Econômica da Produção de Shale Gas: Um Estudo de Caso em Fayetteville. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013. 103p. (Dissertação, Graduação, Engenharia de Petróleo).

STEVENS, P. The 'Shale Gas Revolution': Developments and Changes. Londres: Chatam House, 2012. 12p.

VIHMA, A. The Shale Gas Boom; The Global Implications of the Rise of Unconventional Fossil Energy. FIIA Briefing Paper 122. The Finnish Institute of International Affairs, 2013. 9p.

WANG, Z.; KRUPNICK, A. A retrospective review of shale gas development in the United States. Resources for the future, Washington, 2013. 39p.