

**FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS
INSTITUTO SUPERIOR DE ADMINISTRAÇÃO E ECONOMIA
MBA EM SETOR ELÉTRICO**

MARI KAKAWA

**VIABILIDADE DA EXPLORAÇÃO DO “SHALE GAS” NO BRASIL: LICITAÇÃO
DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP NA BACIA DO PARANÁ.**

Curitiba - PR

MARI KAKAWA

**VIABILIDADE DA EXPLORAÇÃO DO “SHALE GAS” NO BRASIL: LICITAÇÃO
DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP NA BACIA DO PARANÁ.**

Coordenadores: Diogo Mac Cord de Faria, MSc
Fabiano Simões Coelho, MSc

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA em Setor Elétrico de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista - Turma 01/2012

Curitiba - PR

2014

TERMO DE COMPROMISSO

A aluna MARI KAKAWA, abaixo-assinada, do Curso de MBA do Setor Elétrico do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada ISAE, no período de outubro de 2012 a setembro de 2014, declara que o conteúdo de seu Trabalho de Conclusão de Curso intitulado: VIABILIDADE DA EXPLORAÇÃO DO “SHALE GAS” NO BRASIL: LICITAÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP NA BACIA DO PARANÁ é autêntico e original.

Curitiba, 01 de setembro de 2014.

Mari Kakawa

RESUMO

A partir da apresentação do gás não convencional conhecido como gás de folhelho (*shale gas* em inglês) e o seu polêmico método de exploração e produção denominado fraturamento hidráulico, este artigo faz uma análise da existência de recursos tecnicamente recuperáveis nos Estados Unidos e no Brasil, especialmente na bacia do Paraná, cuja exploração por particulares tornou-se possível pelo lançamento da 12ª Rodada de Licitações pela ANP. A polêmica no método de sua exploração está relacionada aos possíveis impactos ambientais decorrentes, que é objeto de acaloradas discussões, documentários e ações judiciais em vários países, inclusive, no Brasil. Por outro lado, a exploração exitosa desse gás no país poderá tornar-se um marco no cenário energético, traduzindo-se em independência do gás natural que atualmente é importado em grande parte; desenvolvimento da economia nacional e regional; crescimento do PIB e geração de inúmeros empregos diretos e indiretos.

PALAVRAS-CHAVE

Gás de folhelho – fraturamento hidráulico – licitação ANP - viabilidade – aspectos ambientais – mudança do cenário energético.

ABSTRACT

Presenting the unconventional gas known as shale gas and its controversial method of exploration and production called hydraulic fracturing, this article analyzes the existence of technically recoverable resources in the United States and Brazil, especially in the Paraná basin, whose exploitation by individuals become possible in the 12th Bidding Round held by Brazilian National Petroleum, Natural Gas and Biofuels Agency (ANP). The controversy about the method of their operation is concern to the potential environmental impacts, which is the reason of many discussions, documentaries, and lawsuits in several countries, including Brazil. On the other hand, successful exploitation of this gas in the country could become a landmark in the energy sector, resulting in independence from other countries; development of the national economy; GDP growth; and generation of both direct and indirect jobs.

KEY-WORDS

Shale Gas – Hydraulic Fracturing – ANP Round - Viability – Environmental Issues – Energy Sector Changing.

SUMARIO

1	Introdução.....	08
2	Desenvolvimento	10
	2.1 Considerações iniciais.....	10
	2.2 Exploração e produção de gás do folhelho.....	13
	2.3 Exploração nos EUA.....	16
	2.4 Exploração no Brasil	21
3	Décima Segunda Rodada de Licitações da ANP.....	25
	3.1 Requisitos do edital de licitação	25
	3.2 Análise do resultado da licitação	31
	3.3 Resultado no Estado do Paraná	32
	3.4 Repercussão do resultado da licitação	34
4	Questões Ambientais	38
	4.1 Aspectos gerais	38
	4.2 Estudo realizado pelo EPA	43
	4.3 Regras de ouro para o fraturamento hidráulico	45
	4.4 Ações judiciais	47
5	Análise da Resolução ANP nº 21/2014	50
6	Conclusão.....	53
7	Referências	55

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos tempos a demanda por energia elétrica tem crescido consideravelmente, como já era esperado, em decorrência do desenvolvimento socioeconômico e demográfico do país. Segundo estudos feitos pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2103) para subsidiar a elaboração do PDE 2023 (horizonte decenal 2014-2023) o consumo nacional de eletricidade vai crescer, em média, 4,3% ao ano na próxima década, tornando iminente a necessidade de novas fontes de energia para suprir a necessidade atual e futura.

Embora a fonte energética no Brasil seja predominantemente hídrica, percebeu-se a necessidade de exploração de outras fontes para suprir a demanda nacional, bem como garantir o fornecimento permanente e com segurança, considerando que as fontes renováveis, como eólica ou solar, também em potencial crescimento no país, tem como característica a dependência de fatores climáticos imprevisíveis. Esse fenômeno foi bastante percebido no país a partir do final do ano de 2013, em que o baixo nível dos reservatórios, em decorrência de um período seco acima do esperado, tornou necessário o acionamento de todas as usinas termelétricas disponíveis, inclusive, daquelas que possuem altíssimo custo de operação, para suprir a demanda de energia elétrica.

Ao encontro dessa necessidade, surgiu a notícia de que os Estados Unidos, nos últimos cinco anos, iniciou uma revolução energética com a exploração de um gás não convencional, conhecido como *shale gas*, que tem custo reduzido, é menos poluente do que outras fontes de energia em seu combustão para a produção da energia elétrica e segundo estudos feitos por geólogos, existem grandes reservatórios desse tipo de gás também no Brasil, inclusive, no estado do Paraná.

Nessa expectativa, foi lançada a 12^a Rodada de Licitações da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP em outubro de 2013, prevendo, de forma inédita, a exploração de recursos não convencionais de gás natural, que resultou em 78 blocos arrematados, com cronograma previamente definidos para a exploração e produção.

Contudo, para a exploração e produção de gás natural não convencional no Brasil, existem grandes desafios a serem superados, entre eles, as questões ambientais, tecnológicas, de infraestrutura e regulamentares.

O objetivo principal deste relato de experiência é apresentar os aspectos que envolvem a viabilidade da exploração do *shale gas* no Brasil, focando no processo licitatório de bacias localizadas no Paraná e as suas peculiaridades.

Para essa finalidade, como objetivos específicos, a ideia é apresentar informações a respeito do *shale gas*, o método utilizado para a sua exploração e produção, analisar as reservas existentes nos Estados Unidos e no Brasil, especialmente no Paraná, com foco no procedimento licitatório realizado pela ANP. Além disso, observar os impactos ambientais que envolvem esse método de exploração denominado “fraturamento hidráulico”, objeto de críticas em todo o mundo, bem como estudar a regulamentação já existente sobre o tema.

2 DESENVOLVIMENTO

2.1 Considerações Iniciais

Shale Gas, conhecido no Brasil como gás do xisto, em decorrência de uma tradução equivocada de “shale” para “xisto”, é um gás natural encontrado preso dentro de formações rochosas. O termo correto é gás de folhelho, contudo, até mesmo a ANP e a Petrobras, muitas vezes, utilizam o termo “xisto” para se referir ao “folhelho”.

Segundo explicam os geólogos, “xisto é uma rocha metamórfica que sofreu grandes transformações geológicas, não possibilitando a geração de gás; o folhelho, por sua vez, é uma rocha sedimentar com grande quantidade de matéria orgânica que dá origem ao gás” (Alves, 2012).

Um estudo elaborado por especialistas em energia e recursos naturais faz a seguinte descrição sobre a diferença entre gás não convencional, entre eles, o gás de folhelho, e o gás convencional:

Unconventional gas shales are fine grained, organic rich, sedimentary rocks. The shales are both the source of and the reservoir for natural gas, unlike conventional petroleum reservoirs. The Society of Petroleum Engineers describes "unconventional resources" as petroleum accumulations that are pervasive throughout a large area and that are not significantly affected by hydrodynamic influence (they are also called "continuous-type deposits"). In contrast, conventional petroleum and natural gas occur in porous sandstone and carbonate reservoirs. Under hydrodynamic pressure exerted by water, the petroleum migrated upward from its organic source until an impermeable cap-rock (such as shale) trapped in the reservoir rock. The "gas-cap" that accumulated over the petroleum has been the source of most produced natural gas. Though the shales may be as porous as other sedimentary reservoir rocks, their extremely small pore sizes make them relatively impermeable to gas flow, unless natural or artificial fractures occur (ANDREWS et al., 2009).¹

¹ Tradução livre: Folhelho com gás não convencional são rochas sedimentares de granulação fina, com riqueza orgânica. Os folhelhos são a fonte e o reservatório de gás natural, ao contrário de reservatórios de petróleo convencionais. A Sociedade dos Engenheiros de Petróleo descreve "recursos não convencionais", como acumulações de petróleo que são difundidas em uma grande área e que não são significativamente afetadas pela influência hidrodinâmica (eles são também chamados de “depósito do tipo contínuo”). Em contraste, o petróleo convencional e gás natural ocorrem em reservatórios arenosos porosos e reservatórios carbonáticos. Sob pressão hidrodinâmica exercida pela água, o petróleo migrou para cima a partir de sua origem biológica até uma cobertura rochosa impermeável (tal como folhelho) presa na rocha reservatório. O “gás-presos” que se acumulou ao longo do petróleo tem sido a fonte de gás natural mais produzida. Embora os folhelhos possam ser tão porosos como outros reservatórios de rochas sedimentares, o tamanho extremamente pequeno de seus poros os tornam relativamente impermeáveis para o fluxo de gás, a menos que ocorrem fraturas naturais ou artificiais.

O geólogo Luis Tadeu Cava, do Serviço Geológico do Paraná – Mineropar elaborou um artigo sobre *shale gas* diferenciando o recurso convencional do recurso não convencional, em que a formação de uma acumulação de petróleo e/ou gás oriundo do recurso convencional, em uma bacia sedimentar, requer a associação adequada dos seguintes fatores:

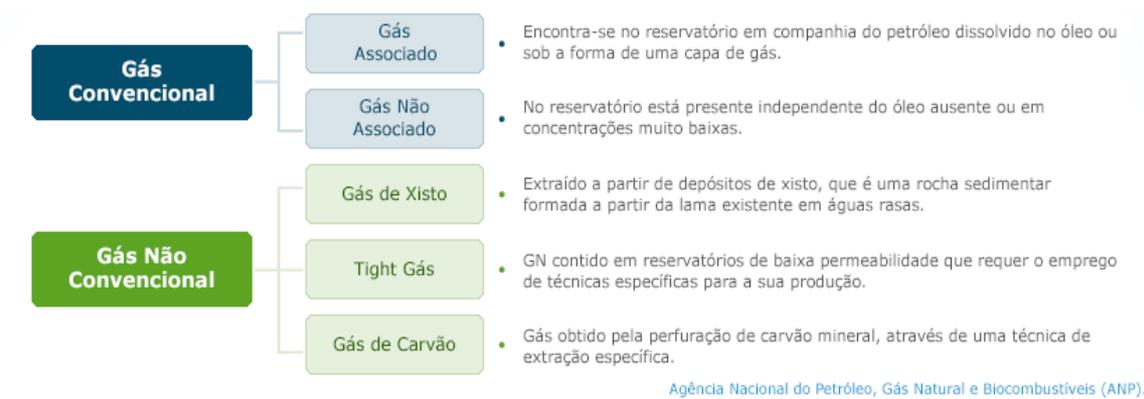
a existência de rochas ricas em matéria orgânica, denominadas de rochas geradoras; as rochas geradoras devem ser submetidas às condições adequadas (tempo e temperatura) para a geração do petróleo; a existência de rochas com porosidade e permeabilidade necessárias à acumulação e produção do petróleo, denominada de rocha reservatório; a presença de condições favoráveis à migração do petróleo da rocha geradora até a rocha reservatório; a existência de uma rocha impermeável que retenha o petróleo, denominada de rocha selante ou capeadora; e um arranjo geométrico das rochas reservatório e selante que favoreça a acumulação de um volume significativo de petróleo (Cava, 2014).

Por sua vez, o recurso não convencional possui forma diferenciada de exploração:

Recurso não convencional é a quantidade de petróleo e gás natural em subsuperfície que, diferentemente dos hidrocarbonetos convencionais, a exploração não depende de influências hidrodinâmicas ou de estrutura geológica ou condição estratigráfica peculiar. Dependendo de cada situação, somente requer tecnologias especiais de extração, tais como poços horizontais ou de alto ângulo e fraturamento hidráulico ou aquecimento em retorta. Incluem-se nesta categoria o petróleo extrapesado, o extraído das areias betuminosas (“sand oil”), dos folhelhos oleíferos (“shale oil”), dos folhelhos ricos em matéria orgânica (“oil shale” ou xisto betuminoso) e das formações com baixíssima porosidade (“tight oil”). Consideram-se, também, na definição, o gás metano oriundo de carvão mineral (“coal bed methane”) e de hidratos de metano, bem como o gás natural extraído de folhelhos gaseíferos (“shale gas”) e de formações com baixíssima porosidade (“tight gas”). (Cava, 2014)

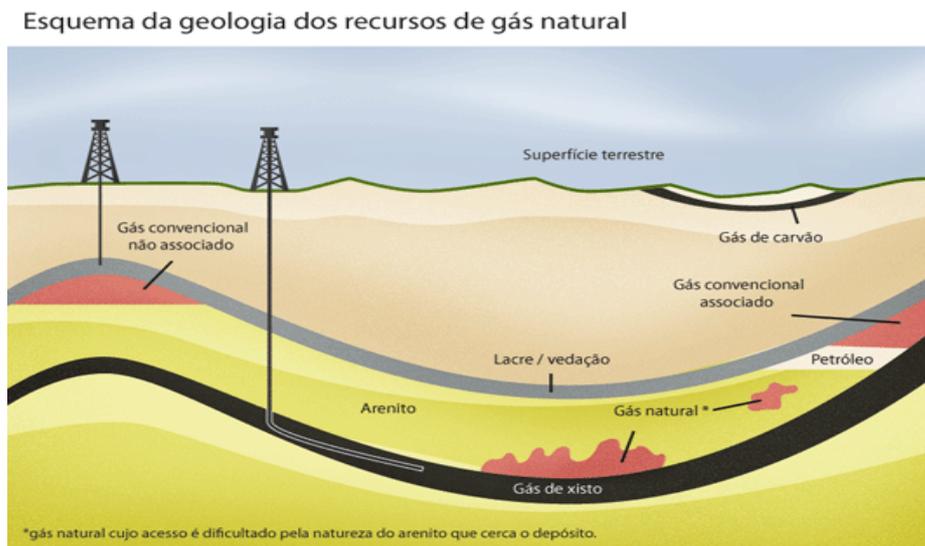
Continua o autor esclarecendo que para o gás do folhelho não há um reservatório típico e “pelo fato de não estar armazenado em estruturas trapeadoras, somente pode ser extraído com a geração artificial de permeabilidade que resulte em vazões economicamente viáveis, ou seja, quando catalisada por fraturamento hidráulico por poços horizontais, usando poços multilaterais ou algum outro processo tecnológico” (Cava, 2014).

O quadro 1 abaixo apresenta um resumo dos tipos de gás natural (convencional e não convencional):



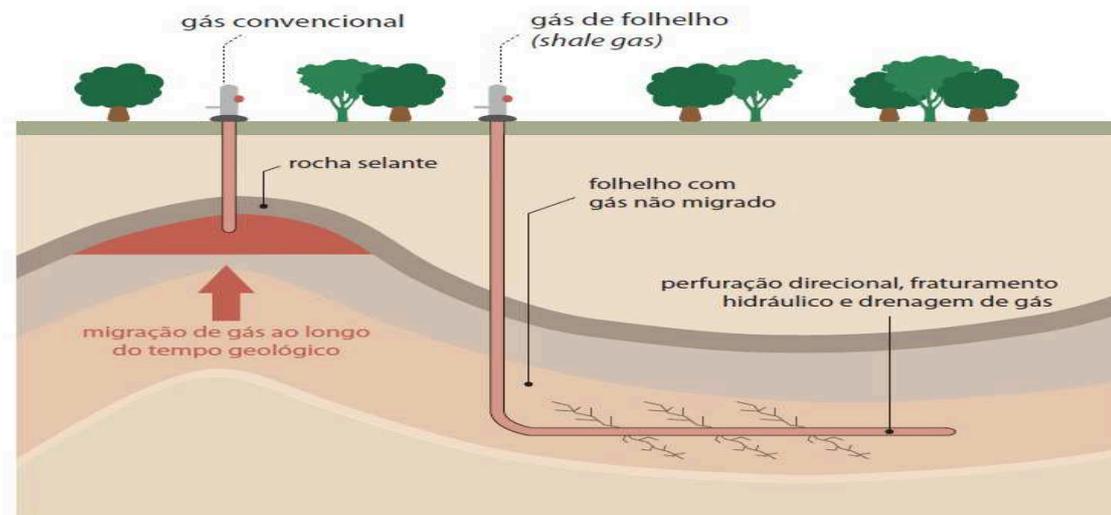
Fonte: ANP
Quadro 1 – Resumo dos tipos de gás natural

A figura 1, por sua vez, demonstra a ocorrência de gases no subsolo, sendo possível observar que o gás convencional encontra-se localizado em regiões diferentes do local onde é possível encontrar o gás não convencional:



Fonte: Naturalgas.org
Figura.1

Conseqüentemente, há diferença entre a forma de exploração de gás convencional, que está localizado nos bolsões e do gás não convencional, que é encontrado em formações sedimentares da baixa permeabilidade, conforme demonstrado ilustrativamente na figura 2:



Fonte: Total Exploration and Production – 2011, mod.
Figura 2

Em síntese, *shale gas* é o gás natural extraído de forma não convencional, pois encontra-se preso entre formações de folhelho, a partir de técnicas combinadas de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico.

2.2 Exploração e produção do gás de folhelho

Conforme visto anteriormente, o gás natural ora em estudo é encontrado dentro de formações de folhelho, que é o nome dado a uma rocha sedimentar de origem detrítica, que pertence ao subgrupo das rochas argiláceas, devido à natureza dos seus principais constituintes. Assim, para a sua exploração e produção, é necessária a utilização de técnicas específicas para alcançar essas formações rochosas que contém o gás, por meio de perfurações verticais, em torno de 3 a 5 km de profundidade e após, perfurações horizontais, em torno de 1 km de extensão.

Segundo explica o Serviço Geológico do Brasil - CPRM, a extração do gás de folhelho utiliza-se, basicamente, de duas técnicas:

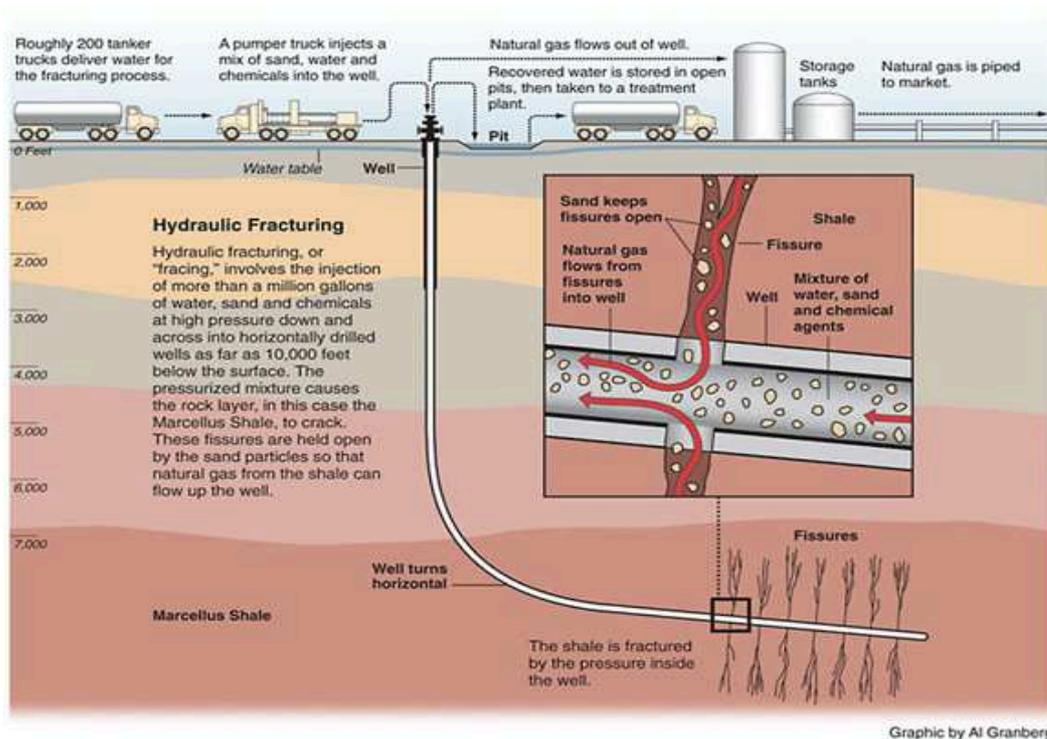
Uma é a chamada fratura hidráulica (*fracking*, em inglês) e consiste em fraturar as finas camadas de folhelho com jatos de água sob pressão. A água recebe adição de areia e de produtos químicos que mantêm abertas as fraturas provocadas pelo impacto, mesmo em grandes profundidades. A segunda técnica é aquela desenvolvida por George Mitchell: a perfuração horizontal da camada de rocha portadora de gás (CPRM, 2013)

Com efeito, a extração do *shale gas* está fundamentada nas seguintes etapas: exploração sísmica 3D, preparação do terreno, perfuração vertical e

horizontal, fratura hidráulica, gestão de resíduos e produção propriamente dita (LAGE et al., 2013):

- Exploração sísmica: o interior das formações rochosas é mapeado com a utilização de ondas sonoras e reconstrução 3D, identificando-se a profundidade e a largura das rochas de xisto. Esse processo pode ser conduzido pelo ar, por computação (analisando-se dados antigos), ou pelo solo.
- Preparação do terreno: em área de aproximadamente 20.000 m², o terreno é nivelado e compactado para acomodar os equipamentos de exploração e produção. Infraestrutura de acesso ao local também deve ser provida nessa fase, para viabilizar a logística da operação, que envolve, entre outros elementos, uma grande quantidade de caminhões e maquinário pesado.
- Perfuração vertical: perfuram-se até 12 poços em direção à rocha de xisto, situada em profundidade típica de 1,2 km a 3,6 km. As paredes do poço são revestidas com camadas de aço e cimento. Destaca-se que nesse tipo de formação os recursos tendem a estar distribuídos ao longo de imensas áreas geográficas, ao contrário das fontes convencionais, cujos recursos estão distribuídos em limites espaciais bem mais restritos.
- Perfuração horizontal: são perfuradas as seções horizontais do poço, de até 1,2 km de extensão, em diferentes direções. Sensores de gás são utilizados para garantir que o poço se restrinja à área que contém os hidrocarbonetos. Depois de trinta a quarenta dias de perfuração, pode-se completar a cabeça de poço.
- Fratura hidráulica (*fracking*): a capa de concreto da seção horizontal é perfurada com uma série de explosões controladas e a mistura de água, areia e componentes químicos é injetada sob alta pressão (5.000 psi). Essa etapa dura, em geral, entre três e dez dias. O aluguel de equipamentos de perfuração e fratura hidráulica representa o maior item de custo na exploração do *shale gas*. Esse custo vem se reduzindo drasticamente nos últimos dez anos, à medida que as empresas aprendem a completar a perfuração e a fratura hidráulica em tempos cada vez menores.
- Gestão de resíduos: a grande quantidade de água utilizada na etapa anterior é armazenada em tanques, devendo ser devidamente tratada e descartada.
- Produção: a árvore de natal é posicionada para que o gás possa fluir até a estação de compressão e, posteriormente, a infraestrutura de transporte.

A ilustração abaixo (figura 3) apresenta o diagrama de uma operação típica de fraturamento hidráulico:



Fonte: ProPublica, <http://www.propublica.org/special/hydraulic-fracturing-national>
 Figura 3

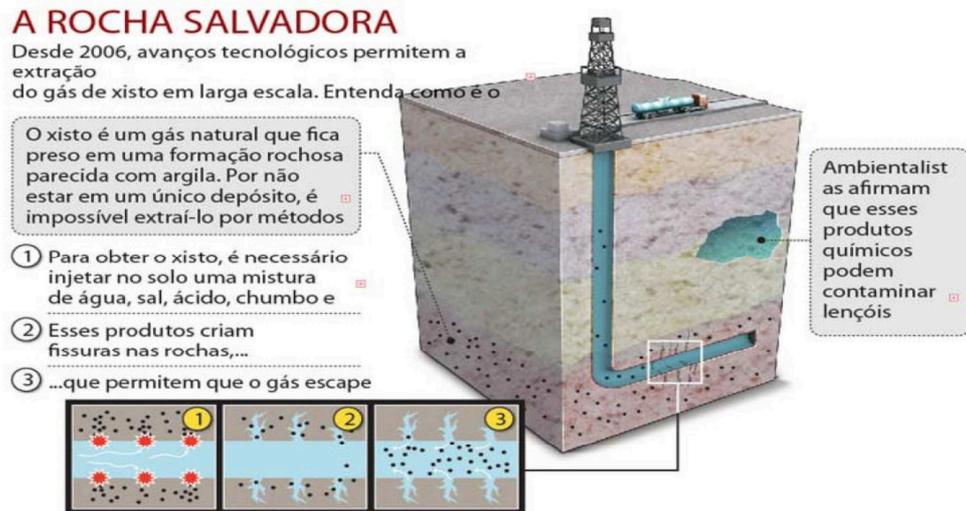
Dentro do poço a areia, que é enviada junto com a água e demais produtos químicos, mantém aberta as fissuras provocadas pelo faturamento, por onde flui o gás natural.

De acordo com o United States Geological Survey – USGS (Pesquisa Geológica dos Estados Unidos, em português), a definição de fraturamento hidráulico é a seguinte:

Hydraulic fracturing, informally referred to as “fracking,” is an oil and gas well development process that typically involves injecting water, sand, and chemicals under high pressure into a bedrock formation via the well. This process is intended to create new fractures in the rock as well as increase the size, extent, and connectivity of existing fractures. Hydraulic fracturing is a well-stimulation technique used commonly in low-permeability rocks like tight sandstone, shale, and some coal beds to increase oil and/or gas flow to a well from petroleum-bearing rock formations. A similar technique is used to create improved permeability in underground geothermal reservoirs (USGS, 2010)².

² Tradução livre: Fraturamento hidráulico, informalmente conhecido como "fracking", é um processo desenvolvido de petróleo e gás que normalmente envolve a injeção de água, areia e produtos químicos sob alta pressão em uma formação de rocha através de um poço. Este processo destina-se a criar novas fraturas na rocha, bem como aumentar o tamanho, a extensão, e conectividade de fraturas existentes. Fraturamento hidráulico é uma técnica de estimulação usada comumente em rochas de baixa permeabilidade, como arenito apertado, folhelho e algumas camadas de carvão para aumentar o fluxo do óleo e/ou de gás para um poço de petróleo de formações rochosas de rolamento. Uma técnica semelhante é usada para criar uma melhor permeabilidade em reservatórios subterrâneos geotérmicos.

Uma reportagem sobre o tema, publicada na Revista Veja em 17.03.2012, também demonstra, por meio de uma ilustração didática (figura 4), os passos necessários para a extração do gás de folhelho (Gianni, 2012):



Fonte: Revista Veja.
Figura 4

Enfim, esses poços de perfuração são escavados para a realização do fraturamento hidráulico e a exploração é feita até que todo o gás da região perfurada seja retirado. Utilizando-se esse procedimento para a exploração e produção de gás não convencional, é possível a extração de grandes volumes, embora o seu fator de recuperação possa ser baixo (8% a 12%), motivo pelo qual, tornam-se necessárias contínuas perfurações na região e novos fraturamentos, no intuito de obter economia de escala (Cava, 2014).

2.3 Exploração nos EUA

A obtenção de gás natural e óleo a partir de folhelho vinha sendo tentada pelos Estados Unidos desde 1821. No Brasil, antes mesmo da criação da Petrobras, o Conselho Nacional do Petróleo já estudava um meio de extrair óleo de folhelho betuminoso da Formação Irati, iniciando uma usina-piloto em Tremembé (SP), no Vale do Paraíba (CRPM, 2013).

Com a criação da Petrobras, em 1954, os estudos continuaram e desenvolveu-se o Projeto Petrosix, tecnologia criada e patenteada pela Petrobras para a exploração do folhelho pirobetuminoso, contemplando todas as etapas do processo industrial, e que culminou, em 1959, com a criação de uma usina em São Mateus do Sul - PR, sobre uma das maiores reservas mundiais de xisto, ou folhelho pirobetuminoso - uma rocha sedimentar, com conteúdo de matéria orgânica na forma de querogênio, que somente por aquecimento (pirólise) pode ser convertido em óleo e gás e produz atualmente, cerca de 4000 barris/dia de óleo. (Petrobras, 2014).

O governo dos EUA, desde 1970, incentivou o desenvolvimento de novas tecnologias para a extração do gás de folhelho, seja por apoio a atividades de pesquisa e desenvolvimento, seja concedendo incentivos fiscais ou até mesmo atuando em parceria com a iniciativa privada para compartilhar custos. Contudo, nas últimas três décadas, os avanços foram ainda melhores, pois engenheiros patentearam tecnologias de perfuração horizontal; foram desenvolvidas brocas de perfuração de diamantes e novas tecnologias de imagem para mapear as fraturas e a distribuição irregular dos depósitos de gás; foram oferecidos subsídios e parcerias para o desenvolvimento de protótipos, além dos incentivos fiscais que vigoraram até a primeira extração em escala comercial no campo de Barnett.

A respeito dos incentivos fiscais, LAGE et al., esclarece que:

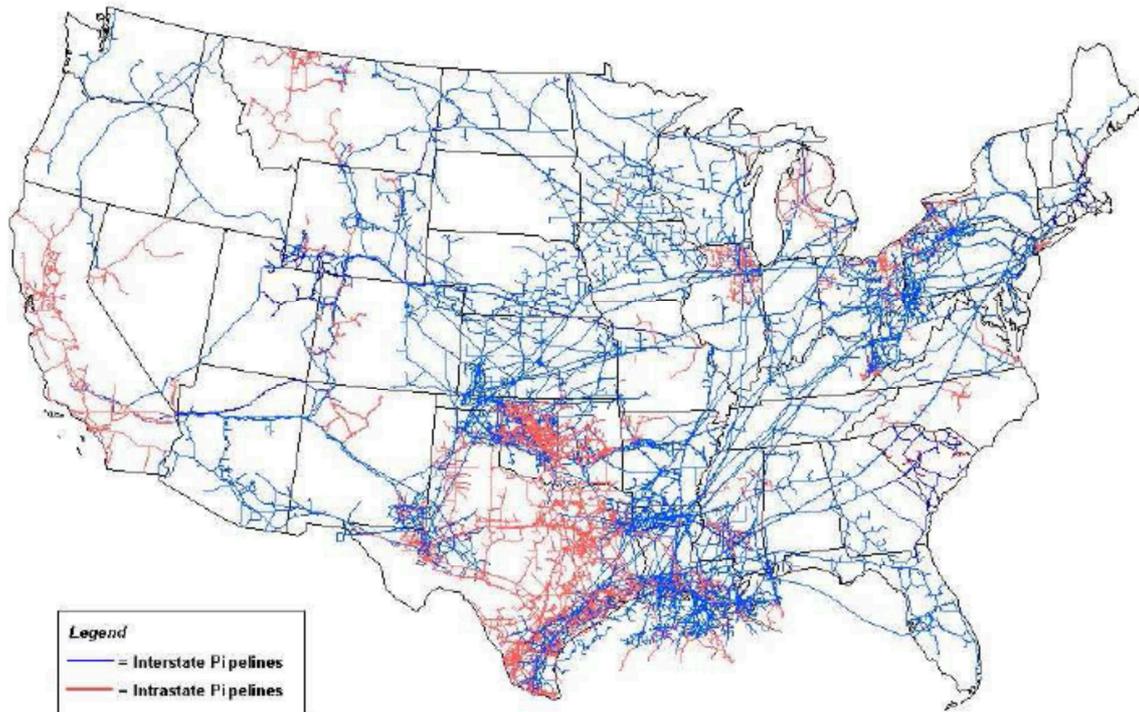
...o congresso criou incentivo para a produção de gás não convencional em que se concedia US\$ 0,50 por metro cúbico de gás natural não convencional produzido. Esse incentivo vigorou no período de 1980 a 2002, quando a Mitchell Energy extraiu gás em escala comercial do campo de Barnett. Além dos marcos expostos, há um incentivo fiscal relevante para a indústria de óleo e gás, baseado em lei regulamentada em 1954 que autoriza os produtores a deduzirem seus gastos com exploração e desenvolvimento, denominados custos intangíveis de exploração e desenvolvimento, da alíquota efetiva do imposto de renda a recolher em cada período, em vez de capitalizá-los e reconhecê-los ao longo do tempo (LAGE et al., 2013),

Outros fatores que favoreceram a exploração do gás nos EUA foram a existência de gasodutos para o escoamento do gás, bem como a questão dos direitos minerários aos proprietários da terra sob a qual a reserva está situada.

Segundo a EIA, a rede de gasoduto para o escoamento do gás natural nos Estados Unidos é uma rede altamente integrada de transmissão e distribuição que

transporta gás natural para qualquer localidade entre os 48 Estados Americanos (EIA, 2009), conforme ilustrado na figura 5 abaixo:

U.S. Natural Gas Pipeline Network, 2009



Fonte: EIA
Figura 5

Com relação ao local da exploração, nos EUA, o proprietário da terra é também proprietário dos direitos minerários (*mineral right*), que pode ceder os seus direitos de extração a terceiros, por meio de um contrato de aluguel (*lease*) (LAGE et al., 2013).

Além das terras privadas, que são negociadas diretamente com o proprietário, existem as terras federais, cuja extração do óleo e gás é concedido por meio de leilões:

Em terras federais americanas, o processo de *lease* para extração de óleo e gás é regido pelo Mineral Leasing Act, de 1920. Esse documento aponta o Bureau of Land Management (BLM), divisão do Department of the Interior (DOI), como responsável por avaliar o potencial das áreas federais e organizar leilões para a concessão dos *leases*. Esses leilões são conduzidos de forma oral e saem vencedores aqueles que propuserem o maior bônus para as áreas leiloadas. Além do bônus, pago a título de aquisição do *lease*, o contrato prevê pagamento anual de aluguel (US\$ 2

por acre)³ e de *royalties* (12,5% do valor da produção). Em contrapartida, o vencedor recebe o direito de explorar e produzir os hidrocarbonetos contidos nas terras leiloadas, durante o período de dez anos, renovado automaticamente enquanto existir poço em produção no local (LAGE et al., 2013).

Na esfera estadual, cada estado regula de forma autônoma a questão do arrendamento das terras. “Os valores de aluguel e *royalties* nos contratos estaduais também podem variar entre estados, mas costumam acompanhar os valores definidos nos contratos federais” (LAGE et al., 2013).

Na época, além da necessidade de atingir metas para redução dos gases de efeito estufa, havia também a necessidade de aumentar o suprimento de gás para garantir a segurança energética do país, em contraste com o aumento do preço de gás na década de 2000. Assim, houve o apoio do governo, com incentivos fiscais e regulamentações brandas, aliado a existência da infraestrutura necessária para o escoamento da produção e os avanços tecnológicos para as técnicas de exploração (LAGE et al., 2013).

Desse modo, nos EUA, o aumento da produção do gás de folhelho resultou da junção de vários aspectos: políticos, institucionais, econômicos, ambientais, geográficos e tecnológicos, que viabilizaram a extração do gás não convencional.

O relatório anual de 2013 da US Energy Information Administration – EIA⁴ projetou um aumento de 40% na produção do gás natural de 2011 para 2040:

The U.S. Energy Information Administration's Annual Energy Outlook 2013 Early Release projects U.S. natural gas production to increase from 23.0 trillion cubic feet in 2011 to 33.1 trillion cubic feet in 2040, a 44% increase. Almost all of this increase in domestic natural gas production is due to projected growth in shale gas production, which grows from 7.8 trillion cubic feet in 2011 to 16.7 trillion cubic feet in 2040⁵.

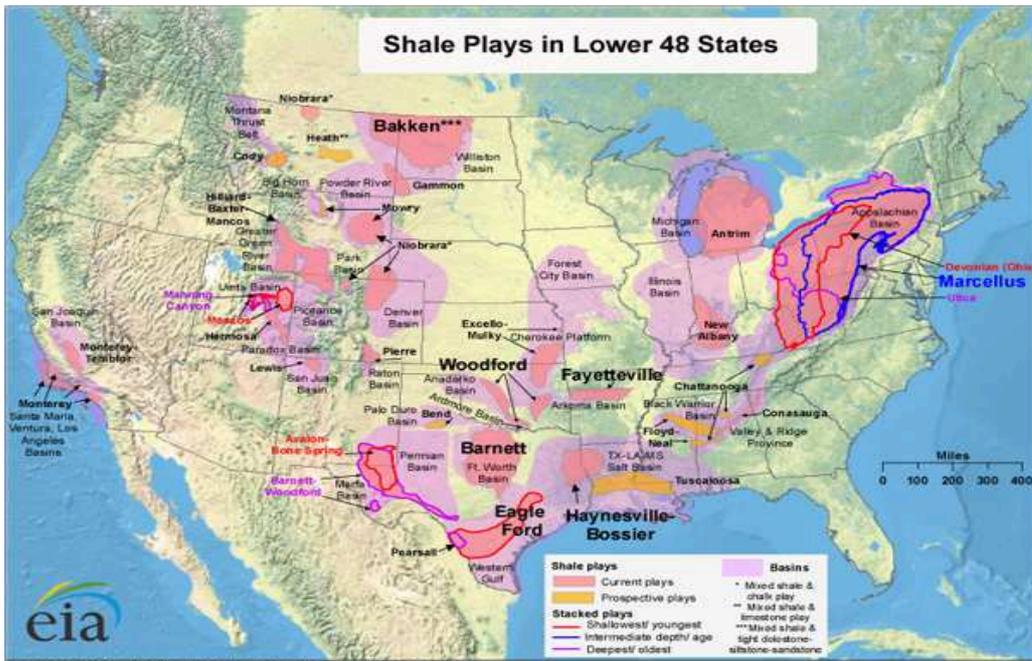
Segundo a EIA, a exploração do gás de folhelho nos EUA iniciou na bacia de Barnett, no Texas, sendo que outro importante local é a bacia de Marcellus, no oeste

³ 1 km² equivale a 247 acres

⁴ Principal agência do Sistema Federal de Estatística dos EUA, responsável pela coleta, análise e disseminação de informações sobre energia

⁵ Tradução livre: O relatório anual de 2013 da US Energy Information Administration – EIA projetou um aumento da produção do gás natural nos EUA de 23 trilhões de metros cúbicos em 2011 para 33,1 trilhões de metros cúbicos em 2040, um aumento, portanto, de 44%. Quase todo esse aumento doméstico da produção do gás natural é devido à projeção de aumento da produção do *shale* gás, que cresce de 7,8 trilhões de metros cúbicos em 2011 para 16,7 trilhões de metros cúbicos em 2040

dos EUA. O mapa abaixo (figura 6) demonstra as localizações de formações de folhelho em 40 estados, com locais de exploração e prospecção:



Fonte: EIA
Figura 6

Atualmente, segundo o CPRM, o gás do folhelho responde a apenas 8% da eletricidade gerada nos Estados Unidos. Contudo, segundo a Agência Internacional de Energia, a partir de 2035 ele poderá atender 8% da demanda mundial. Em 2000, o gás de xisto representava 1% do total de gás natural consumido nos Estados Unidos, mas em 2012, já correspondia a 16%. Em 2035, poderá chegar a 46%, tornando aquele país autossuficiente em gás natural.

Uma reportagem publicada pelo Jornal Estadão em agosto de 2013, sinaliza a possibilidade de mudança do cenário mundial de energia em decorrência da exportação, pelos Estados Unidos, de gás do xisto, pois em apenas quatro anos de exploração, houve uma revolução energética capaz de alterar o cenário econômico do país:

A reserva americana de gás de xisto é estimada em 2,7 trilhões de metros cúbicos, nos cálculos da Administração de Informação sobre Energia (EIA) de dezembro de 2010. É suficiente para abastecer o mercado por mais de 100 anos. Mas pode ser maior. A extração começou há poucos anos, esta em constante avanço tecnológico e contribuiu para a produção de 27,4 quadrilhões de BTUs (British Thermal Unit, unidade de energia para medir quantidades de gas) no ano passado (Marin, 2013).

(...)

O McKinsey Global Institute inclui o gás de xisto entre os cinco setores capazes de mudar a economia americana. Entre 2007 e 2012, essa extração aumentou, em média, 50% ao ano. A consultoria estima que, até 2020, o gás vai adicionar de 2% a 4% ao Produto Interno Bruto (PIB) anual dos EUA - algo entre US\$ 380 bilhões e US\$ 690 bilhões - e gerar 1,7 milhão de empregos diretos, especialmente para trabalhadores com nível superior de escolaridade.

(...)

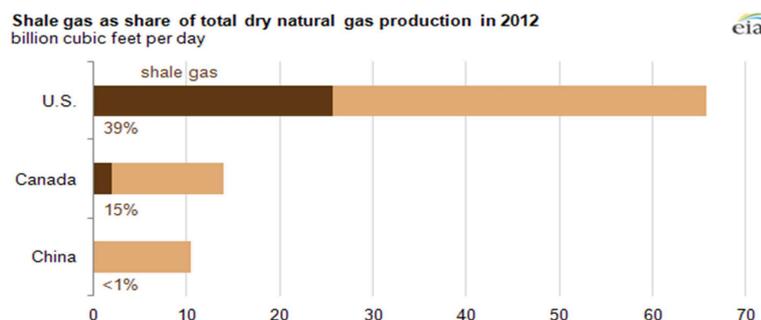
O preço atual de venda de gás natural, de US\$ 4 por milhão de BTUs, é imbatível. A Rússia escoia gás natural para a Alemanha a US\$ 11,36. Na Indonésia, custa US\$ 17,72. No Brasil, cerca de US\$ 18. Os produtores estimam que, ao atingir um volume substancial, o preço rondará US\$ 6 por milhão de BTU em dez anos. A Europa, atual consumidora de carvão americano, está ansiosa por essa fonte limpa e barata. O Japão, especialmente depois da tragédia de Fukujima, está ainda mais desejoso (Marin, 2013).

Enfim, todos esses incentivos culminaram com o barateamento dos custos, quadruplicando a produção de gás não convencional no país, o que ocasionou a explosão na exploração do petróleo e gás do xisto nos Estados Unidos.

2.4 Exploração no Brasil

Os Estados Unidos e o Canadá são os maiores produtores de gás natural possuindo, respectivamente, 39% e 15% da produção mundial em 2012, embora outros países também estejam conduzindo testes exploratórios nesse sentido, segundo informa um estudo conjunto elaborado pelo US Energy Information Administration (EIA) e Advanced Resources International (ARI), publicado em junho de 2013, que teve como objetivo analisar recursos existentes de óleo e gás de folhelho de 137 formações em 41 países fora dos EUA.

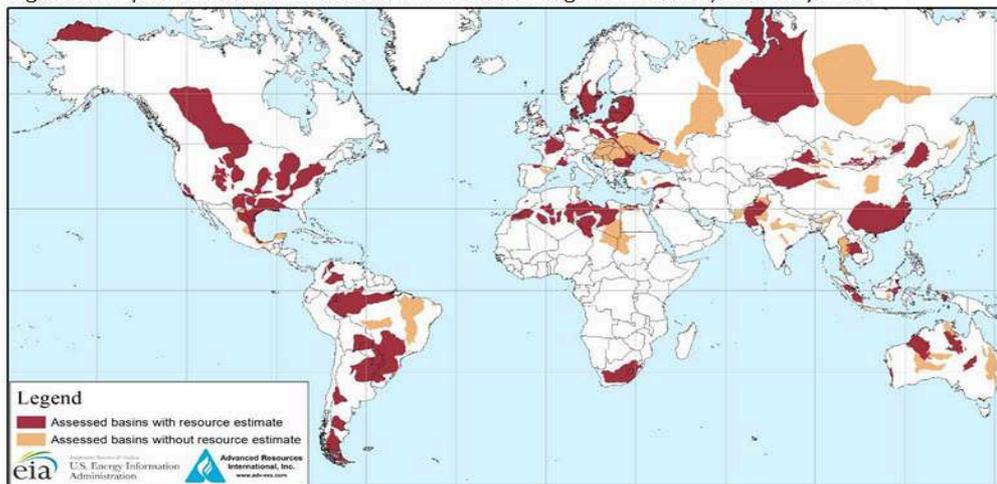
Segundo o relatório, a China é o único país fora dos EUA que registrou produção comercial viável de gás do folhelho, porém, o volume é menor do que 1% do total de sua produção de gás natural, conforme quadro 2 abaixo:



Fonte: U.S. Energy Information Administration, LCI Energy Insight, Canada National Energy Board, and Facts Global Energy
Quadro 2

As regiões analisadas pelo EIA/ARI e a localização das bacias estão apresentadas na figura 7, onde as áreas com coloração vermelha representam a localização de bacias com formações de xisto para o qual se estima a existência de reservas tecnicamente recuperáveis; as áreas em bronze representam áreas analisadas, mas que não foi possível estimar os recursos disponíveis, principalmente devido à falta de dados necessários para realizar a avaliação e as áreas na cor branca não foram avaliadas.

Figure 1. Map of basins with assessed shale oil and shale gas formations, as of May 2013



Source: United States basins from U.S. Energy Information Administration and United States Geological Survey; other basins from ARI based on data from various published studies.

Fonte: EIA/ARI
Figura 7

A partir dessa análise, a tabela 1 abaixo apresenta a lista dos 10 países que possuem os maiores recursos de gás do folhelho:

Rank	Country	Shale gas (trillion cubic feet)
1	China	1,115
2	Argentina	802
3	Algeria	707
4	U.S. ¹	665 (1,161)
5	Canada	573
6	Mexico	545
7	Australia	437
8	South Africa	390
9	Russia	285
10	Brazil	245
World Total		7,299 (7,795)

Fonte: EIA/ARI
Tabela 1

O relatório alerta que ao considerar as implicações dos abundantes recursos de folhelho no mercado, é importante ter conhecimento sobre a diferença entre reservas tecnicamente recuperáveis, que é o foco do estudo realizado e de reserva economicamente recuperável:

Technically recoverable resources represent the volumes of oil and natural gas that could be produced with current technology, regardless of oil and natural gas prices and production costs. Economically recoverable resources are resources that can be profitably produced under current market conditions. The economic recoverability of oil and gas resources depends on three factors: the costs of drilling and completing wells, the amount of oil or natural gas produced from an average well over its lifetime, and the prices received for oil and gas production. Recent experience with shale gas in the United States and other countries suggests that economic recoverability can be significantly influenced by above-the-ground factors as well as by geology. Key positive above-the-ground advantages in the United States and Canada that may not apply in other locations include private ownership of subsurface rights that provide a strong incentive for development; availability of many independent operators and supporting contractors with critical expertise and suitable drilling rigs and, preexisting gathering and pipeline infrastructure; and the availability of water resources for use in hydraulic fracturing (EIA/ARI, 2013)⁶.

O Brasil, conforme apontado no estudo feito pelo EIA/ARI, possui grandes bacias de folhelho, e está em 10º lugar em termos de recursos, as quais estão localizadas, sobretudo, na Bacia do Paraná, na Formação Irati, além de São Paulo, Mato Grosso do Sul e Goiás, conforme ilustra a figura 8, com previsibilidade de 6,4 trilhões de metros cúbicos:

⁶ Tradução livre: Recursos tecnicamente recuperáveis representam os volumes de petróleo e gás natural que podem ser produzidos com a tecnologia atual, independentemente do preço do petróleo ou gás natural e do custo de produção. Recursos economicamente recuperáveis são recursos que podem ser produzido lucrativamente sob as condições atuais de mercado. A recuperabilidade econômica dos recursos de petróleo e gás dependem de três fatores: os custos de perfuração e complementação dos poços, a quantidade de petróleo ou gás natural produzido a partir de uma média de seu tempo de vida e os preços obtidos para a produção de petróleo e gás. Experiência recente com gás de folhelho nos Estados Unidos e outros países, sugerem que a recuperabilidade econômica pode ser significativamente influenciada por fatores acima do solo, assim como pela geologia. Vantagens positivas dos fatores acima do solo nos EUA e Canadá que podem não se aplicar em outras localizações incluem a propriedade privada dos direitos de superfície que proporcionam um forte incentivo para o desenvolvimento, disponibilidade de muitos operadores independentes e contratados de apoio com experiência crítica em adequadas perfurações de plataformas, preexistência de infraestrutura de coleta e gasoduto e a disponibilidade de recursos hídricos para uso em faturamento hidráulico.



Fonte: EIA/ARI
Figura 8

Por outro lado, é importante observar que a infraestrutura existente está longe de possibilitar um desenvolvimento exitoso neste momento. Em uma tentativa de mapear a infraestrutura de gasodutos necessária para suportar o crescimento da demanda, o Ministério de Minas e Energia concluiu, em janeiro de 2014, um esboço do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT.

Os estudos para o PEMAT propõem-se a identificar as regiões com potencial suficiente de demanda de gás natural capaz de justificar o interesse dos agentes econômicos na expansão ou ampliação de gasodutos de transporte.

Abaixo, a figura 9 apresenta a infraestrutura existente de gasodutos de transporte no Brasil em 2012, que, em comparação com a figura 5, que contém a malha de gasoduto existente nos EUA, confirma a escassez da infraestrutura no país:

outras providências, também conhecida como Lei do Petróleo, a exploração de petróleo e gás natural no país será exercida mediante contrato de concessão, precedida de licitação.

Nesse sentido, a Resolução ANP nº 27 de 02 de junho de 2011 aprova o regulamento sobre os procedimentos a serem adotados nas licitações em blocos para a contratação das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, sob regime de concessão, uma vez que “As Rodadas de Licitações para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural realizadas periodicamente pela ANP constituem, desde a promulgação da Lei do Petróleo o único meio legal no Brasil para a contratação, pelo regime de concessão, dessas atividades econômicas pela União (Ribeiro, 2013).

Antes da promulgação da Lei do Petróleo, o monopólio da União sobre essas atividades era exercido exclusivamente pela Petrobras. Contudo, no regime de concessão, conforme previsto no Art. 177 da Constituição Federal, a União contrata com empresas estatais e privadas a realização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, objeto do monopólio estatal.

Cabe à ANP, órgão regulador do setor, o desenvolvimento de estudos para a delimitação dos blocos, que são partes de uma bacia sedimentar onde se desenvolvem atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural. Após delimitados os blocos, a ANP realiza licitações públicas dessas áreas e celebra com o vencedor da licitação, em nome da União, um contrato de concessão, bem como fiscaliza a sua execução.

Importante ressaltar que a delimitação dos blocos oferecidos nas Rodadas de Licitações da ANP deve estar condicionada à disponibilidade de dados geológicos e geofísicos que demonstrem indícios da presença de petróleo e gás natural e a considerações preliminares sobre fatores ambientais, entre outros itens técnicos, que são disponibilizados previamente aos interessados.

A respeito das licitações, ensina a professora Elaine Ribeiro:

As licitações realizadas pela ANP atendem aos princípios e objetivos da Política Energética Nacional, expressos na Lei do Petróleo (Art. 1º) e também às diretrizes da Resolução nº 8/2003, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), e à Lei nº 12.351/2010 - que estabelecem a política de produção de petróleo e gás natural e definem diretrizes para a realização de licitações de blocos exploratórios ou áreas com descobertas já caracterizadas em áreas de acumulações marginais, de novas fronteiras ou localizadas no pré-sal, além de outras áreas estratégicas (Ribeiro, 2013).

O contrato de concessão deverá prever duas fases: a de exploração e a de produção, conforme disposto no artigo 24 da Lei do Petróleo:

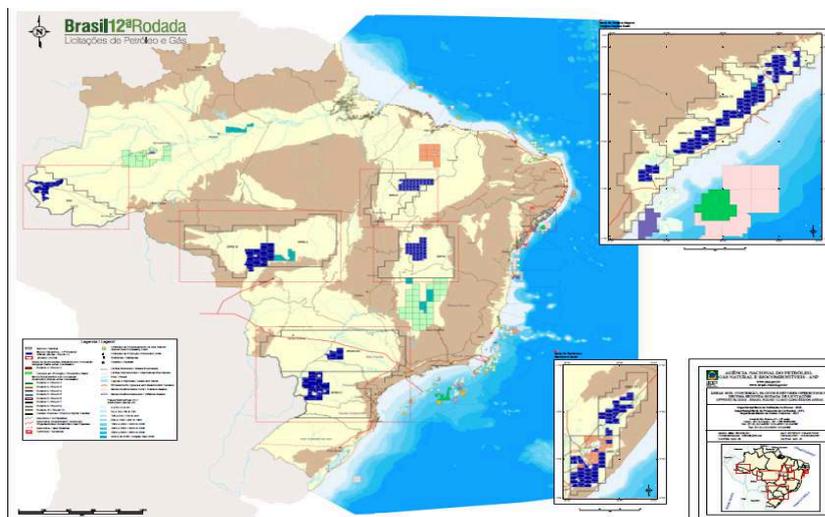
Art. 24. Os contratos de concessão deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção.

§ 1º Incluem-se na fase de exploração as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade.

§ 2º A fase de produção incluirá também as atividades de desenvolvimento.

Importante destacar que, nos termos do artigo 26 da Lei do Petróleo, a assinatura do contrato de concessão implica na obrigação ao concessionário de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito na exploração, o direito de propriedade dos bens explorados, desde que haja a prévia submissão à ANP dos planos e projetos de desenvolvimentos para emissão de parecer. Todavia, esses planos e projetos serão considerados automaticamente aprovados, caso decorra o prazo de 180 dias sem manifestação.

Desse modo, em consonância com a disciplina legal em vigor, em 23 de setembro de 2013 a ANP lançou o edital da Décima Segunda Rodada de Licitações, que teve como objeto a outorga de Contratos de Concessão para o exercício das atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em 240 Blocos com risco exploratório, localizados em 13 Setores de 7 Bacias Sedimentares brasileiras: Acre-Madre de Dios, Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo, São Francisco e Sergipe-Alagoas, conforme abaixo demonstradas na figura 10:



Fonte: ANP
Figura 10

Segundo o Edital, os modelos exploratórios contemplados foram os seguintes:

I – Blocos em Bacias de Novas Fronteiras tecnológicas ou do conhecimento, com o objetivo de atrair investimentos para regiões ainda pouco conhecidas geologicamente, ou com barreiras tecnológicas a serem vencidas, buscando a identificação de novas bacias produtoras. As bacias com áreas em oferta serão Acre-Madre de Dios, Paraná, Parecis, Parnaíba e São Francisco.

II – Blocos em Bacias Maduras, com o objetivo de oferecer oportunidades e aumentar a participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em Bacias densamente exploradas, possibilitando a continuidade dessas atividades nestas regiões onde exercem importante papel socioeconômico. As bacias com áreas em oferta serão Recôncavo e Sergipe-Alagoas.

Os blocos oferecidos na licitação estão localizados em bacias sedimentares com potencial para petróleo e gás natural, previstas em sistemas petrolíferos convencionais, possibilitando atividades de exploração e produção em recursos não convencionais, conforme tabela 2, do Edital, que contém a descrição geral dos setores, cujo detalhamento constou do anexo I do mesmo Edital:

Tabela 2 - Descrição Geral dos Setores

Bacia	Setor	Modelo Exploratório	Número de Blocos ¹	Área em Oferta (km ²)	Fase de Exploração ² (anos)	Período Exploratório (anos)	Valores referentes ao Pagamento pela Retenção de Área	Qualificação Mínima Requerida ⁴
							(R\$/km ² /ano)	
Acre-Madre de Dios	SAC	Nova Fronteira	9	19.719,37	8	5+3	64,48	B
Paraná	SPAR-CS	Nova Fronteira	14	38.271,85	6	4+2	161,20	C
	SPAR-CN	Nova Fronteira	5	11.101,36			107,47	
Parnaíba	SPN-O	Nova Fronteira	32	23.462,24	6	4+2	107,47	C
Parecis	SPRC-L	Nova Fronteira	3	8.992,18	6	4+2	107,47	C
	SPRC-O		11	32.439,22				
Recôncavo	SREC-T2	Madura	20	588,65	5	3+2	34,39	C
	SREC-T4		30	863,24				
Sergipe-Alagoas	SSEAL-T2	Madura	22	617,57	5	3+2	34,39	C
	SSEAL-T3		28	862,98				
	SSEAL-T4		21	656,29				
	SSEAL-T5		9	281,93				
São Francisco	SSF-N	Nova Fronteira	36	26.059,69	6	4+2	107,47	C

Fonte: ANP
Tabela 2

Na Bacia do Paraná, os blocos expropriatórios oferecidos na licitação estão demonstrados na figura 11:



Fonte: ANP
Figura 11

Nos termos do edital, para participar da licitação, a empresa interessada poderia requerer sua qualificação técnica como operador A, B, C ou não-operador. A qualificação técnica seria baseada no atestado do volume de produção, do montante de investimentos realizados em exploração e da experiência operacional prévia da sociedade empresária interessada ou, alternativamente, da experiência dos integrantes de seu quadro técnico em atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

A empresa qualificada como não-operador somente poderia apresentar ofertas em consórcio com outra sociedade, desde que o operador indicado fosse uma sociedade empresária que tenha obtido a qualificação mínima requerida para operar no setor em que o bloco objeto de oferta estivesse situado.

Para efeito de qualificação como operador, a empresa interessada poderia ser enquadrada em uma das seguintes categorias: Operador “A” – qualificado para operar em blocos situados em águas ultraprofundas, águas profundas, águas rasas e em terra; Operador “B” – qualificado para operar nos blocos situados em águas rasas e em terra e Operador “C” – qualificado para operar somente nos blocos situados em terra, exceto nos blocos da bacia de Acre-Madre de Dios.

Além disso, para participar da licitação, o edital previa os seguintes requisitos:

- a) Pagamento de uma taxa de participação de R\$ 15.000,00 ou R\$ 30.000,00 por setor de interesse, individualmente, mesmo que participasse em consórcio com outras empresas, sem previsão de devolução.
- b) Pagamento de um bônus de assinatura, que corresponde ao montante ofertado para obtenção da concessão do Bloco, objeto da oferta e deverá ser pago

pelo concorrente vencedor, em parcela única, no prazo estabelecido pela ANP, para a assinatura do Contrato de Concessão e não poderá ser em valor inferior ao valor mínimo previsto na tabela 15 do anexo XI do Edital.

c) Apresentação de um Programa Exploratório Mínimo (PEM), expresso em Unidades de Trabalho (UTs), que corresponde ao conjunto de atividades exploratórias a ser executado pelo concessionário e que deverá ser obrigatoriamente cumprido durante o Primeiro Período da Fase de Exploração, sendo que a apresentação de um programa exploratório inferior ao valor mínimo definido acarretaria em desclassificação do proponente. Exemplo de PEM – realização de sística 2D/3D, gravimetria, magnetométrica, geoquímica, perfuração de poços exploratórios, entre outras.

d) Apresentação de um compromisso de conteúdo local (CL) para cada um dos itens ou subitens, em valores iguais ou superiores aos mínimos previamente determinados, tanto para a fase de exploração, como para a fase de desenvolvimento. A ANP exige 70% a 80% de conteúdo local para a fase exploratória e entre 77% e 85% para o desenvolvimento, além de mínimos para cada item.

A partir daí, o julgamento das ofertas seria realizado mediante a atribuição de pontos e pesos, conforme indicado a seguir:

- a) O Bônus de Assinatura com peso de 40% no cálculo da nota final a ser atribuída à sociedade empresária ou consórcio concorrente;
- b) O Programa Exploratório Mínimo com peso de 40% no cálculo da nota final a ser atribuída à sociedade empresária ou consórcio concorrente;
- c) O Conteúdo Local com peso de 20% no cálculo da nota final da sociedade empresária ou consórcio concorrente. Desse total, 5% seria atribuído ao Conteúdo Local ofertado para a Fase de Exploração e 15% ao Conteúdo Local ofertado para a Etapa de desenvolvimento da Produção.

Nesse sentido, para um máximo de 100 pontos, a nota final a ser atribuída ao licitante seria composta por 4 (quatro) parcelas, onde seria declarado vencedor aquele que obtivesse a maior nota, calculada da seguinte maneira:

$$\text{NOTA 1} = 40 \times \left(\frac{\text{Bônus de Assinatura ofertado (R\$)}}{\text{Maior Bônus de Assinatura ofertado (R\$)}} \right)$$

$$\text{NOTA 2} = 5 \times \left(\frac{\text{CL(\%) ofertado na Fase de Exploração}}{\text{Maior CL(\%) ofertado na Fase de Exploração}} \right)$$

$$\text{NOTA 3} = 15 \times \left(\frac{\text{CL(\%) ofertado na Etapa de Desenvolvimento}}{\text{Maior CL(\%) ofertado na Etapa de Desenvolvimento}} \right)$$

$$\text{NOTA 4} = 40 \times \left(\frac{\text{PEM ofertado em UTs}}{\text{Maior PEM ofertado em UTs}} \right)$$

$$\text{NOTA FINAL} = \text{NOTA 1} + \text{NOTA 2} + \text{NOTA 3} + \text{NOTA 4}$$

Importante mencionar que em atenção ao disposto na Lei nº 6.634/79 (que dispõe sobre a faixa de fronteira), foram previstas restrições à assinatura dos Contratos de Concessão nos blocos integrantes da Faixa de Fronteira, área equivalente à faixa interna do território nacional, com largura de 150 (cento e cinquenta) quilômetros, paralela à sua linha divisória terrestre. Em decorrência, só poderão assinar os Contratos de Concessão para os blocos contidos nessa faixa as sociedades empresárias que cumprirem os seguintes requisitos: i) ter pelo menos 51% (cinquenta e um por cento) do seu capital pertencente a brasileiros; ii) ter pelo menos 2/3 (dois terços) de brasileiros no seu quadro de empregados; e iii) ter sua administração ou gerência atribuída à maioria de brasileiros, assegurados a esses os poderes predominantes.

3.2 Análise do resultado da Licitação

A licitação foi realizada nos dias 28 e 29 de outubro de 2013, e teve o seguinte resultado: 72 blocos arrematados, cobrindo 46,8 mil km²; R\$ 165,2 milhões em Bônus de Assinatura; R\$ 503,5 milhões em Programa Exploratório Mínimo.

Ao total, 12 empresas foram vencedoras, sendo 8 empresas nacionais e 4 empresas estrangeiras, entre elas, a Petrobrás que arrematou sozinha 27 blocos e mais 22 blocos em parcerias com empresas como Nova Petróleo, Cowan, GDF Suez e Ouro Preto. A Copel, empresa paranaense de energia, arrematou 4 blocos, em parceria com as empresas Bayar, Petra e Tucumann, conforme resultado geral apresentado no quadro 3 abaixo:

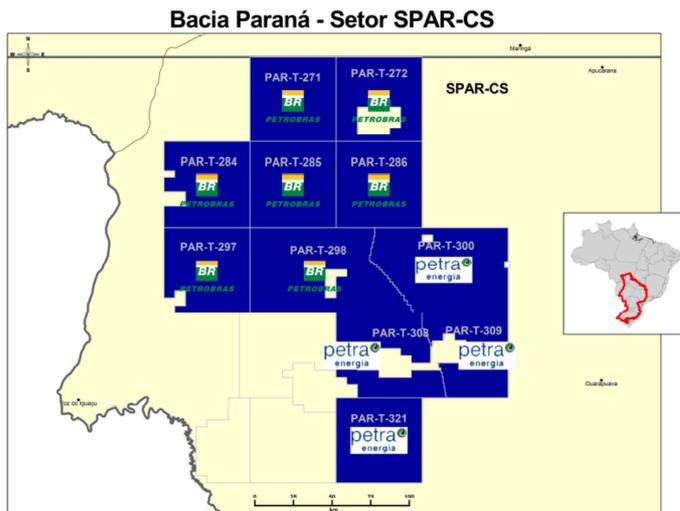
Razão Social	Grupo	Origem do Grupo	Ofertas Apresentadas	Blocos Arrematados
Alvopetro S.A. Extração de Petróleo e Gás Natural	Petrominerales	COLOMBIA	4	4
Bayar Empreendimentos e Participações Ltda.	Bayar	BRASIL	13	7
Companhia Paranaense de Energia	COPEL	BRASIL	8	4
Cowan Petróleo e Gás S.A.	Cowan	BRASIL	10	10
GDF Suez Energy Latin América Participações Ltda.	GDF Suez	FRANCA	6	6
Geopark Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda.	Geopark	BERMUDAS	5	2
Nova Petróleo S.A. - Exploração e Produção	Bolognesi Participações	BRASIL	7	7
Ouro Preto Óleo e Gás S.A.	Ouro Preto	BRASIL	7	7
Petra Energia S.A.	STR	BRASIL	13	7
Petróleo Brasileiro S.A.	Petrobras	BRASIL	50	49
Trayectoria Oil & Gas	Trayectoria	PANAMA	14	10
Tucumann Engenharia e Empreendimentos Ltda.	Tucumann	BRASIL	8	4
Total de Empresas Ofertantes: 12				

Empresas ofertantes
Quadro 3

3.3 Resultado no Estado do Paraná

A Bacia do Paraná, que está localizada nos estados de Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Paraná, São Paulo e Santa Catarina e a bacia de nova fronteira intracratônica do Paraná está localizada na porção centro-leste da América do Sul, teve dois setores licitados: SPAR-CS e SPAR-CN.

No setor SPAR-CS, que fica localizado no Paraná, 11 blocos tiveram vencedores, conforme ilustra a figura 12, descrita na tabela 3, que informa o consórcio vencedor para cada bloco, o valor do bônus de subscrição, o programa exploratório médio e o ponto final obtido:



Fonte: ANP
Figura 12

Bloco	Consórcio vencedor	Bonus	PEM	Expl.	Desenv.	Pontos
PAR-T-271	Petrobras (60%) e Cowan (40%)	R\$ 1.900.000,00	3447	70%	85%	99,7297
PAR-T-272	Petrobras (60%) e Cowan (40%)	R\$ 2.150.000,00	3940	70%	85%	92,9986
PAR-T-284	Petrobras (60%) e Cowan (40%)	R\$ 1.080.000,00	3447	70%	85%	100
PAR-T-285	Petrobras (60%) e Cowan (40%)	R\$ 1.900.000,00	4171	70%	85%	100
PAR-T-286	Petrobras (60%) e Cowan (40%)	R\$ 1.035.000,00	2955	70%	85%	99,7297
PAR-T-297	Petrobras (100%)	R\$ 460.000,00	3447	70%	85%	100
PAR-T-298	Petrobras (100%)	R\$ 460.000,00	3940	70%	85%	99,7297
PAR-T-300	Petra (30%); Copel (30%); Bayar (30%) e Tucumann (10%).	R\$ 10.800.000,00	15800	74%	81%	100
PAR-T-308	Petra (30%); Copel (30%); Bayar (30%) e Tucumann (10%).	R\$ 500.000,00	1580	74%	81%	100
PAR-T-309	Petra (30%); Copel (30%); Bayar (30%) e Tucumann (10%).	R\$ 680.000,00	1580	74%	81%	100
PAR-T-321	Petra (30%); Copel (30%); Bayar (30%) e Tucumann (10%).	R\$ 500.000,00	1580	74%	81%	100

Fonte: ANP
Tabela 3

A Companhia Paranaense de Energia – COPEL, em comunicado ao mercado divulgado em 28 de novembro de 2013 (RI 17/13), informou que conquistou, juntamente com outras empresas em consórcio, o direito de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural dos blocos acima listados.

Esclareceu que a sua participação no consórcio é de 30%, que é formado em conjunto com Tucumann Engenharia (10%), Bayar Participações (30%) e Petra Energia (30%), essa última na condição de empresa operadora. Informou, ainda, que o valor total do bônus de assinatura dos quatro blocos será de R\$ 12,5 milhões

e o programa exploratório mínimo prevê investimento de R\$ 78,1 milhões durante os próximos seis anos. Os blocos estão localizados na região centro-sul do Estado do Paraná (Bacia do Paraná) numa área correspondente a 11.297 km², equivalente a 7% da área total ofertada no leilão.

Por fim, informou que o seu ingresso no setor de exploração e produção de gás natural tem o objetivo de viabilizar a sua carteira de projetos térmicos e potencializar o desenvolvimento econômico e social do Estado do Paraná.

Os demais blocos nessa bacia foram arrematados pela Petrobras (100%) ou em consórcios com a Cowan Petróleo e Gás S.A. (40%).

Segundo Cava (2014), para a exploração de gás de folhelho no Paraná, segundo a prioridade do consórcio, será indispensável a realização de trabalhos para elevação do conhecimento geológico, de parâmetros técnicos e econômicos e dos possíveis impactos ambientais decorrentes numa possível exploração comercial.

Para o geólogo, o alvo natural são os folhelhos da Formação Ponta Grossa unidade geológica de origem marinha formada durante o período Devoniano (400 milhões de anos), que na área possui espessura entre 400 a 500 metros e está a uma profundidade superior a 3.500 metros. Minimamente será necessário determinar: 1) a espessura de folhelhos e horizontes estratigráficos prospectáveis; 2) a viabilidade econômica, considerando o volume de gás extraível; 3) os processos tecnológicos para contornar o fator profundidade (entre 3.500 a 4.500 metros); 4) adequação da metodologia de fraturamento (por exemplo agentes de sustentação, barreiras de segurança) (Cava, 2014).

Ainda segundo o autor, o método de fraturamento deverá envolver acurados estudos de ordem ambiental, empregando técnicas de análises de riscos e sistemas de gestão ambiental para definição de atividades, métodos e procedimentos adequados às condições existentes nos blocos arrematados, uma vez que as diferentes situações e impactos ambientais observados no continente norte americano não são aplicáveis diretamente às condições brasileiras (Cava, 2014).

3.4 Repercussão do Resultado da Licitação:

Após a divulgação do resultado da 12^a Rodada de Licitação da ANP, foram publicados vários artigos e reportagens contendo comentários a respeito. No jornal

O Globo de 30.11.2013 foi publicada uma reportagem a respeito dos blocos arrematados no Paraná:

ANP quer fazer do Paraná um Parnaíba (Negócios e Cia)

Bacia teve 16 blocos arrematados em leilão. Gás iria para geração de energia e indústria

No dia seguinte à 12ª Rodada de Licitações, em que 16 dos 19 blocos da Bacia do Paraná foram arrematados, a diretora-geral da ANP, Magda Chambriard, falou à coluna sobre a região. A agência espera fazer do Paraná um novo Parnaíba, de onde já são extraídos cinco milhões de metros cúbicos de gás natural. "Em 2007, a ANP licitou 30 mil quilômetros quadrados na Bacia do Parnaíba (PI-TOMA), que já resultaram em descobertas comerciais. Estamos fazendo rigorosamente o mesmo no Paraná", diz Magda. Anteontem, a agência ofertou 49 mil quilômetros quadrados na bacia, que engloba oito estados brasileiros. Seis empresas, Petrobras e Copel (a companhia de eletricidade paranaense) entre elas, arremataram 43 mil quilômetros. "Poucos se deram conta que essa área é mais de quatro vezes a Bacia do Recôncavo", sublinhou a diretora: "Não tínhamos nenhuma empresa na região. Agora, temos seis. A produção ali, se bem sucedida, pode atender à geração de energia e à demanda de indústrias de São Paulo e do Sul. Estamos falando do maior mercado consumidor da América do Sul". O investimento exploratório mínimo nos blocos será de R\$ 229 milhões em cinco anos (O Globo - RJ - 30/11/2013)

Do mesmo modo, em dezembro de 2013, Pedro Victor Zalán fez uma análise sobre a "nascente geopolítica do gás natural brasileiro" ao jornal eletrônico do Valor Econômico. Inicia seu texto fazendo uma análise a partir das fontes atualmente existentes de energia, e conclui que o gás é, sem dúvidas, o combustível do futuro mais próximo: "O gás natural é muito mais abundante que o óleo, muito menos poluente que o carvão, não é radioativo e, uma vez descoberto, a disponibilidade só depende de tecnologia e não está sujeita aos humores do clima. Além de fonte de energia, o gás é matéria prima fundamental para a indústria química" (Zalán, 2013).

Sobre o resultado da 12ª Rodada de Licitações da ANP, fez uma análise geral bastante otimista a respeito, embora seu foco tenha sido o gás convencional:

Os resultados dão uma clara indicação de onde estará a oferta de gás no interior do Brasil nas próximas décadas. A adjudicação de 16 blocos na Bacia do Paraná, nos Estados do Paraná e São Paulo, próximos da calha do Rio Paraná, foi o resultado mais positivo dessa licitação. Petrobras com 9 blocos e dois consórcios liderado pela Petra com 7 foram os grandes vencedores dessa rodada. Estes blocos estão situados sobre a parte mais profunda da bacia, portanto, as chances de se encontrar gás convencional em quantidades significativas são grandes. A receita para descobrir-se gás convencional nesta bacia já é conhecida da indústria petrolífera e é similar à receita de sucesso na Bacia do Parnaíba. Necessita-se de sísmica de alta qualidade para se enxergar as estruturas acumuladoras. Na apresentação técnica das bacias, a ANP mostrou linhas de excelente qualidade adquiridas no Parnaíba, onde as estruturas prospectivas eram claramente visíveis. Na

Bacia do Paraná, onde há muito tempo não se perfuram poços, com certeza, as novas tecnologias terão semelhante sucesso. Nesta bacia, inclusive, há a probabilidade de ocorrer a suprema ironia, a descoberta no futuro de grandes reservas de gás situadas exatamente abaixo do gasoduto Bolívia-Brasil que cruza a bacia em toda a sua largura (Zalán, 2013).

Conclui que o cenário nas próximas duas décadas é de alta probabilidade de descobertas de volumes significativos de gás em algumas regiões do país:

Portanto, o cenário para as próximas duas décadas é de uma média a alta probabilidade de ocorrerem descobertas de volumes significativos, mas não extraordinários (algumas unidades de TCFs, não dezenas, nem centenas) de gás convencional nos Estados do Paraná, São Paulo, Maranhão, Piauí e Bahia (interior). É para estas regiões que as indústrias dependentes de gás devem reorientar seus planos estratégicos para estas décadas. Naturalmente, aquelas que almejam a interiorização de suas atividades. A monetização destas descobertas deverá se dar nestas regiões mesmo, através da proximidade das indústrias consumidoras e de termelétricas, descartando-se a construção de extensos gasodutos. E o mais interessante é que haverá uma competição natural entre vários possíveis fornecedores desse insumo (já que haverá várias companhias diferentes operando a exploração). As companhias que estiverem já localizadas perto dos gasodutos litorâneos poderão contar com uma disponibilidade de gás quase que certa, muito embora, o predomínio quase que absoluto da Petrobras como detentora da matéria prima e dos gasodutos não dê muito conforto ao mercado (Zalán, 2013).

Por outro lado, em artigo publicado no Portal Geofísica Brasil, um profissional do setor faz uma avaliação do resultado da 12ª Rodada de Licitações da ANP e conclui que foi muito aquém do esperado. Dos 243 blocos oferecidos na licitação, que totalizavam 163 mil km², foram recebidas propostas para apenas 72 blocos, totalizando 46 mil km², com 70 deles distribuídos majoritariamente nas bacias do Recôncavo (30), Sergipe-Alagoas (24) e Paraná (22). As bacias do Acre e do Parnaíba receberam proposta para apenas um bloco e as bacias de Parecis e S. Francisco nenhuma proposta (Freire, 2013). Também com relação ao bônus de subscrição e ao programa exploratório mínimo, analisa que os valores arrecadados foram muito inferiores se comparados à licitações anteriores realizadas pela ANP.

Porém, segundo o autor, esse resultado já era esperado:

O desinteresse das companhias já era esperado, pela fraca demanda verificada na qualificação prévia requerida pelo Edital e à proximidade com a licitação anterior. Há inúmeras razões para isso. Embora orientada, de certo modo, para recursos não convencionais, a regulamentação associada a esse tipo de atividade, envolvendo inclusive questões ambientais, não foi formalizada, gerando incertezas jurídicas e operacionais. Não obstante, os proponentes precisavam se comprometer com perfurações de caráter estratigráfico, com detalhes não estipulados em outras licitações e foram

também reduzidas as áreas dos blocos em algumas bacias de fronteira, sem maior justificativa, em detrimento de melhores opções exploratórias para os concessionários, sem qualquer compensação, como seria desejável. (Freire, 2013)

Destarte, o ponto mais desfavorável pode ter sido a questão da não permissão de exploração de recursos minerais na faixa de fronteira por empresas estrangeiras, o que reduz o interesse, uma vez que abrangeu quase todos os blocos da Bacia do Acre e uma parte dos blocos da Bacia do Paraná (Freire 2013). Além disso, entre as empresas participantes, fora a Petrobras, apenas algumas outras com pouca ou nenhuma experiência nesse setor apresentaram propostas.

Embora estudos do EIA indiquem um grande potencial de exploração de gás não convencional no Brasil, é sabido que a tecnologia aplicada para essa exploração tem custos elevados, além da ausência de regulamentação e incentivos governamentais para tanto, ao contrário do que acontece nos EUA. Logo, de acordo com Freire (2013), houve precipitação da ANP ao lançar uma licitação no país contemplando recursos não convencionais que estão sujeitos ao atendimento de procedimentos ambientais e operacionais ainda não regulamentados.

Com relação ao Paraná, observa que o “interesse das empresas pela Bacia do Paraná, na Rodada em discussão está ligado essencialmente a campos convencionais, como ocorre com o único campo declarado comercial na bacia, até hoje, o Campo de Barra Bonita, próximo à cidade de Pitanga, no Estado do Paraná” (Freire, 2013).

Enfim, conclui enfatizando as dificuldades para o desenvolvimento da produção e comercialização do gás natural não convencional no Brasil:

E, por fim, cabe enfatizar o mercado insipiente e não competitivo do gás natural no Brasil, cujo consumo é coberto em 50% por importação da Bolívia, via gasoduto, e de outros países, via GNL. No Brasil, a produção/comercialização está sujeita ainda a um processo bastante complexo, agravado com o monopólio dos estados na distribuição de "gás canalizado", à precária rede de transporte e à predominância de uma companhia, a Petrobras, da verticalização da produção à comercialização do gás natural, ao nível do consumidor, na medida em que participa também no capital de quase todas distribuidoras estaduais. A menos que esse quadro melhore, haverá sempre dificuldade em se atrair os investidores. (Freire, 2013)

De fato, a maneira precipitada do lançamento da 12ª Rodada de Licitações pela ANP demonstra nitidamente o intuito de acelerar o processo de exploração das

bacias de gás não convencional existentes no país, visando o compartilhamento dos custos e riscos dessa atividade com a iniciativa privada. Destarte, essa precipitação poderá acarretar em atrasos para o efetivo início das operações pelas empresas vencedoras, diante dos entraves técnicos, regulatórios e ambientais que poderão surgir, justamente, pela falta de estrutura previamente definida para essa atividade.

4. QUESTOES AMBIENTAIS

4.1 Aspectos Gerais

A exploração do gás do folhelho está envolvida em inúmeras questões que necessitam de maiores estudos e discussões, seja de ordem técnica, operacional, econômica ou ambiental. Porém, a maior polêmica a respeito do assunto refere-se a este último, que é objeto de inflamados protestos e artigos publicados por ambientalistas e demais interessados no assunto no Brasil e ao redor do mundo.

Sob o aspecto ambiental, as discussões envolvem o método não convencional da exploração, uma vez que o gás em comento, conforme já demonstrado, encontra-se situado entre formações de folhelho, cujo procedimento para a extração envolve perfuração horizontal e fraturamento hidráulico.

Defensores do gás de folhelho alegam que essa exploração é muito menos prejudicial ao meio ambiente do que outras fontes de energia, como carvão e petróleo. Já aqueles que entendem que a exploração e produção de *shale gas* é prejudicial ao meio ambiente, relatam casos de contaminação da água e do solo por produtos químicos utilizados no processo de fraturamento hidráulico, tremores de terra, emissão de gases de efeito estufa, entre outros.

Segundo o estudo elaborado pelo BNDES, a motivação ambiental para o desenvolvimento do gás de folhelho nos EUA foi a necessidade de redução da emissão de gases do efeito estufa, abrindo espaço para um maior uso do gás na matriz elétrica do país (LAGE et al., 2013).

Porém, alertam os autores (LAGE et al., 2013) que é necessário olhar esse incentivo com cautelas, pois embora haja redução de emissão de gás carbônico na combustão do gás natural em comparação ao carvão, o processo de produção e entrega de gás natural emite gás metano na atmosfera, que também é causador do

efeito estufa e pode ser até mesmo mais agressivo do que o gás carbônico para o aquecimento global.

Uma organização norte americana conhecida como Naturalgas selecionou alguns estudos sobre o impacto do gás natural produzido a partir do folhelho na emissão de gases do efeito estufa e embora alguns entendam que o metano e outras emissões provenientes da produção do gás do folhelho sejam maiores do que se pensava, a maioria dos especialistas entende que os seus efeitos podem ser significativamente inferiores à utilização de carvão ou petróleo, como matéria prima⁷.

Nessa mesma linha, sobre as questões ambientais associadas ao gás de folhelho, a EIA (2012) afirma que *“Natural gas is cleaner-burning than coal or oil. The combustion of natural gas emits significantly lower levels of carbon dioxide (CO₂) and sulfur dioxide than does the combustion of coal or oil. When used in efficient combined-cycle power plants, natural gas combustion can emit less than half as much CO₂ as coal combustion, per unit of electricity output”*⁸.

Alerta, do mesmo modo, que existem algumas preocupações ambientais que não podem ser descartadas, como a necessidade de grandes quantidades de água, o que pode afetar a sua disponibilidade para outros usos; a má administração dos fluidos de fraturamento hidráulico, que pode acarretar em vazamentos ou derramamentos, além das grandes quantidades de águas residuais, que necessitam de tratamento antes do descarte ou reutilização (EIA, 2012).

Segundo estimativas da United States Environmental Protection Agency (EPA), que é uma agência federal do governo dos Estados Unidos encarregada de proteger a saúde humana e o meio ambiente, as emissões por Btu de gases do efeito estufa do ciclo de vida do gás natural, isto é, desde a produção e entrega até a combustão, são cerca de 35% inferiores às emissões de carvão (LAGE et al., 2013).

Por outro lado, uma matéria publicada pela equipe do site <http://www.ecycle.com.br> alerta sobre os potenciais riscos do fraturamento hidráulico, alegando que o avanço da tecnologia e o barateamento dos custos impôs

⁷ É possível encontrar o resumo do estudo no site: <http://naturalgas.org/shale/shale-emissions/>

⁸ Tradução livre: O gás natural é mais limpo do que a queima de carvão ou petróleo. A combustão do gás natural emite significativamente níveis mais baixos de dióxido de carbono (CO₂) e dióxido de enxofre do que a combustão do carvão ou petróleo. Quando usado em usinas de energia de ciclo combinado eficientes, a combustão de gás natural pode emitir menos de metade da quantidade de CO₂ do que a combustão de carvão, por unidade de produção de energia elétrica.

uma pressão econômica muito grande para essa exploração nos EUA, em detrimento dos riscos ambientais:

Durante o fraturamento hidráulico, um terço de tudo que está dentro do poço vem à tona, incluindo a água utilizada, os solventes utilizados e os resíduos da extração. Isso traz riscos de contaminação dos lençóis freáticos, risco que já era comum na metodologia das perfurações tradicionais. Eventuais vazamentos dos gases, sobretudo o metano, poluente e contribuinte para o efeito estufa são risco adicional. A polêmica que envolve essa forma de extração tem sido objeto de crescente debate, sobretudo nos EUA, país que possui grandes reservas de folhelho. Com o refinamento da tecnologia, os custos de extração dessa fonte de energia diminuíram sobremaneira, o que significa uma pressão econômica enorme para a extração, mesmo com os eventuais riscos. A combinação do alto volume de reservas disponíveis, do baixo custo de extração e da crise americana faz com que as perspectivas econômicas tendam a conduzir os níveis de exploração dessa matéria-prima e uso da tecnologia a níveis extremos, em substituição a outras fontes, sobretudo as renováveis, notadamente mais custosas (ecycle, 2013).

A respeito da pressão econômica em contraste com os riscos ambientais, foram lançados documentários polêmicos e até mesmo filmes estrelados por astros do cinema norte-americano. Entre eles, o documentário *Gasland*, lançado de forma independente em 2010 por Josh Fox, proprietário de uma terra próxima à bacia de *Marcellus* e posteriormente, *Gasland Part II*, lançado em 2013 pela HBO.

Referidos documentários contém entrevistas com vários proprietários de terras que possuem poços de exploração de gás de folhelho em seu quintal e alegam que tiveram suas águas contaminadas com produtos químicos e até mesmo com gás natural, a ponto de conseguirem atear fogo na torneira da pia de suas próprias residências, conforme demonstra a fotografia abaixo, retirada do documentário *Gasland* (figura 13). Relatam, ainda, casos de doenças por contaminação e morte de animais, embora não comprovadas.



Fotograma do filme 'Gasland', de 2010

Fonte: <http://cienciahoje.uol.com.br/colunas/terra-em-transe/gas-de-xisto-revolucao-ou-insanidade>

Figura 13

Entre os filmes, é possível citar o *Promised Land* (Terra Prometida), lançado em 2013 e estrelado por Matt Damon, em que grandes companhias convencem os proprietários de terras localizadas sobre bacias com potencial exploratório a arrendarem suas propriedades em troca de um valor a título de arrendamento, percentual sobre o lucro e promessas de ganhos milionários, além do desenvolvimento da região. Também em 2013 foi lançado o documentário argentino *Hidrofractura: El agua, El aire, La tierra... La muerte* (fraturamento hidráulico: a água, o ar, a terra... a morte, em português).

Segundo o Serviço Geológico do Brasil, a utilização de produtos químicos na água utilizada para o fraturamento, como benzeno e outros aditivos que totalizam cerca de sessenta substâncias, pode resultar em água ácida, além de doenças em animais e contaminação do solo. Existe até receios de que pequenos tremores de terra possam ser provocados pela atividade de fraturamento, como já identificado em alguns estados norte-americanos (CPRM, 2013).

Explica o CPRM que “a preocupação é tão séria que o processo está proibido na França, Bulgária e em alguns estados da Austrália, Alemanha e Espanha. Até mesmo o Estado de Nova Iorque, nos EUA, proíbe sua utilização, pois a água que abastece a cidade vem do aquífero onde está o gás”.

Embora os componentes químicos utilizados no processo de fraturamento não sejam totalmente conhecidos, pois mantidos como “segredo industrial”, diante da pressão dos reguladores de opinião, as companhias estão se tornando mais transparentes a respeito disso e basicamente, tem-se conhecimento de que esse fluido é composto por 94,62% de água, 5,24% de areia e o restante, de aditivos químicos como lubrificantes (0,05%), antimicrobianos (0,05%), ácido clorídrico (0,03%) e inibidores de depósito (0,01%), cujos componentes são utilizados em várias aplicações industriais e até domésticas (RIDLEI, Matt, 2011).

Com relação aos tremores de terra, cientistas do serviço geológico dos EUA (USGS, 2012) tem investigado um aumento na frequência de tremores de intensidade igual ou superior a 3 na escala Richter, na região central do continente norte-americano. A partir de 2011, segundo os cientistas, a média de tremores por ano dessa magnitude aumentou significativamente, em até seis vezes em 2011 em relação aos níveis constatados no século anterior.

Para descobrir se esse aumento foi causado por fatores naturais ou pelo homem, os cientistas da USGS resolveram olhar com maior atenção as regiões onde apresentaram mudanças nas atividades de produção de energia, nos últimos anos.

A respeito, o blog do Secretário Adjunto do Departamento de Interior dos EUA, David J. Hayes, informa que os estudos preliminares feitos pelo USGS não sugerem que o faturamento hidráulico seja a causa do aumento dos tremores de terra, embora, em alguns locais, haja coincidência entre esses aumentos e a injeção de efluentes nos poços de exploração:

USGS's studies do not suggest that hydraulic fracturing, commonly known as "fracking," causes the increased rate of earthquakes. USGS's scientists have found, however, that at some locations the increase in seismicity coincides with the injection of wastewater in deep disposal wells (Hayes, 2012).⁹

Porém, a partir da descoberta de que o aumento da atividade sísmica foi ocasionada pelo homem, resta determinar, "se é relacionada à alteração da metodologia de produção ou à taxa de produção de petróleo e gás" (Hayes, 2012), pois o Secretário Adjunto também acredita que o faturamento hidráulico, por si só, não é causa do aumento dos terremotos.

De qualquer forma, conclui que é necessário aguardar os resultados finais dos estudos que estão sendo realizados sob a coordenação do USGS, com outras agências federais, incluindo o EPA e o Departamento de Energia.

Nessa linha de raciocínio sobre a ausência de riscos no fraturamento, em dezembro/2013, a Reuters Brasil publicou em seu site na internet uma notícia com a seguinte manchete: "fraturamento do gás de xisto traz baixo risco à saúde, diz governo britânico" (Kelland, 2013).

Segundo a reportagem, a agência governamental de saúde britânica (PHE) afirmou que os riscos causados à saúde pública pela exposição às emissões do processo de faturamento realizado na exploração do gás do xisto são baixos, desde que as operações sejam administradas e regulamentadas adequadamente e que os impactos à saúde são provavelmente mínimos.

⁹ Tradução livre: Estudos do USGS não sugerem que o fraturamento hidráulico, comumente conhecido como "fracking" cause o aumento dos terremotos. Cientistas do USGS acham, contudo, que alguns locais que tiveram aumentos sísmicos coincidem com a injeção de águas residuais em poços profundos.

Embora grupos defensores do meio ambiente, como o Greenpeace, estejam promovendo protestos e se unindo com os proprietários de terras para fortalecer a oposição à essa exploração, o governo britânico está interessado em estimular a produção que poderá ocasionar o desenvolvimento econômico do país:

interessado em estimular um *boom* de produção no estilo do que acontece nos EUA, e assim compensar as decrescentes reservas de gás e petróleo do Mar do Norte, o governo britânico liderado pelos conservadores vem apoiando o fraturamento como uma "revolução energética" que poderia criar empregos e reduzir os preços da energia (Kelland, 2013).

4.2 Estudo realizado pelo EPA:

Diante do crescente aumento da exploração e produção do gás de folhelho e também do aumento das reclamações a respeito dos impactos ambientais nos Estados Unidos, o Congresso norte-americano solicitou à United States Environmental Protection Agency - EPA a condução de um estudo para melhor entender qualquer potencial impacto do fraturamento hidráulico por petróleo ou gás em fontes de água potável.

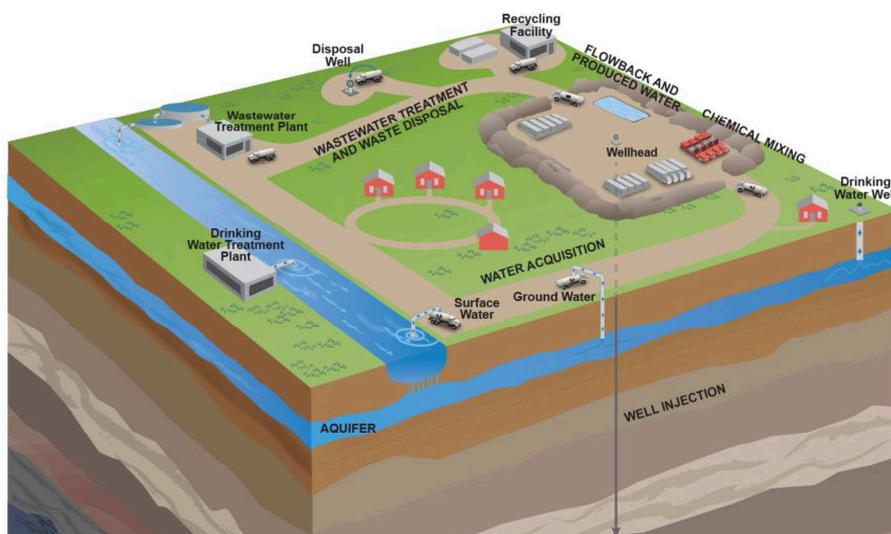
Um relatório sobre o progresso desses estudos foi divulgado em dezembro/2012 e a divulgação do resultado preliminar, para consulta pública e revisão, é esperado para o final deste ano.

No relatório do progresso da pesquisa que está sendo desenvolvida pelo EPA, existe a explicação sobre o fundamento e o objeto da pesquisa, que consistiu em analisar os potenciais impactos do fraturamento hidráulico sobre fontes de água potável em cada estágio do ciclo da água nesse processo, desde a sua aquisição até o tratamento e destinação final dos resíduos:

Responsible development of America's oil and gas resources offers important economic, energy security, and environmental benefits. However, as the use of hydraulic fracturing has increased, so have concerns about its potential human health and environmental impacts, especially for drinking water. In response to public concern, the US House of Representatives requested that the US Environmental Protection Agency (EPA) conduct scientific research to examine the relationship between hydraulic fracturing and drinking water resources. In 2011, the EPA began research under its Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. The purpose of the study is to assess the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources, if any, and to identify the driving factors that may affect the severity and frequency of such impacts. Scientists are focusing primarily on hydraulic fracturing of shale formations to extract natural gas, with some study of other oil- and gas-

producing formations, including tight sands, and coalbeds. The EPA has designed the scope of the research around five stages of the hydraulic fracturing water cycle. Each stage of the cycle is associated with a primary research question: • Water acquisition: What are the possible impacts of large volume water withdrawals from ground and surface waters on drinking water resources?; • Chemical mixing: What are the possible impacts of hydraulic fracturing fluid surface spills on or near well pads on drinking water resources?; • Well injection: What are the possible impacts of the injection and fracturing process on drinking water resources?; • Flowback and produced water: What are the possible impacts of flowback and produced water (collectively referred to as “hydraulic fracturing wastewater”) surface spills on or near well pads on drinking water resources?; • Wastewater treatment and waste disposal: What are the possible impacts of inadequate treatment of hydraulic fracturing wastewater on drinking water resources? (EPA, 2012)¹⁰

A figura 14 abaixo ilustra as cinco fases, objeto da pesquisa:



Fonte: EPA, 2012
Figura 14

¹⁰ Tradução livre: O desenvolvimento responsável das reservas de petróleo e gás dos Estados Unidos requer importância econômica, segurança energética e benefícios ambientais. Contudo, com o aumento do uso do fraturamento hidráulico, existem preocupações sobre os potenciais impactos à saúde humana e ao meio ambiente, especialmente, para a água potável. Em resposta à essa preocupação pública, o Congresso dos EUA requisitou à Agência de Proteção Ambiental (EPA) a condução de uma pesquisa científica para examinar a relação entre o fraturamento hidráulico e as fontes de águas potáveis. Em 2011, a EPA iniciou a pesquisa sob seu plano para estudar os impactos potenciais de fraturamento hidráulico em reservas de água potável. O objetivo do estudo é avaliar os impactos potenciais de fraturamento hidráulico em reservas de água potável, se houver, e identificar os fatores determinantes que podem afetar a severidade e a frequência de tais impactos. Os cientistas estão se concentrando principalmente em fraturamento hidráulico de formações de folhelho para extrair gás natural, e um pouco sobre petróleo e outras formações produtoras de gás, incluindo *tigh sands* e coalbeds. A EPA projetou o escopo da pesquisa em torno de cinco fases da água no fraturamento hidráulico. Cada fase do ciclo está associada a uma questão de pesquisa primária: aquisição de água; mistura química; injeção no poço; tratamento de águas residuais e eliminação de resíduos.

Ao final, o relatório informa que é apenas uma informação sobre o progresso dos estudos que estão sendo realizados e que os resultados ainda são passíveis de discussões. Conclui, ainda, que o EPA está comprometido em realizar um estudo utilizando a melhor ciência disponível e fontes de informações independentes, para um processo transparente.

Quanto ao resultado, informa que espera identificar potenciais impactos, porém, esclarece que o relatório não se destina a quantificar eventuais riscos existentes:

Results from the study are expected to identify potential impacts to drinking water resources, if any, from water withdrawals, the fate and transport of chemicals associated with hydraulic fracturing, and wastewater treatment and waste disposal. Information on the toxicity of hydraulic fracturing-related chemicals is also being gathered. Although these data may be used to assess the potential risks to drinking water resources from hydraulic fracturing activities, the report of results is not intended to quantify risks. Results presented in the report of results will be appropriately discussed and all uncertainties will be described¹¹ (EPA, 2012)

Esse relatório está sendo ansiosamente aguardado pelos EUA e por todo o resto do mundo, pois espera-se que com a sua divulgação, haja uma definição acerca da existência ou não dos riscos ambientais apontados na utilização da técnica de fraturamento hidráulico, pois até o momento, os órgãos governamentais tem negado os riscos alegados pela população e por algumas entidades ambientalistas.

4.3 Regras de Ouro para o Fraturamento Hidráulico

Preocupada com os aspectos que envolvem a exploração de gás não convencional, a Agência Internacional de Energia - AIE (International Energy Agency – IEA em inglês)¹², elaborou um relatório especial denominado “GOLDEN RULES

¹¹ Tradução livre: Os resultados do estudo são esperados para identificar os impactos potenciais para fontes de água potável, se houver, a partir de captações de água, destino e transporte de produtos químicos associados ao fraturamento hidráulico e ao tratamento de águas e eliminação de resíduos. A informação sobre a toxicidade das substâncias químicas relacionadas com o fraturamento hidráulico também estão sendo reunidas. Embora esses dados possam ser usados para avaliar os potenciais riscos para as fontes de água potável a partir de atividades de fraturamento hidráulico, os resultados apresentados não se destinarão a quantificar os riscos. Os resultados apresentados no relatório serão apropriadamente discutidos e todas as incertezas serão descritas.

¹² A Agência Internacional de Energia - AIE está sediada em Paris e é formada por 29 países membros (o Brasil não faz parte) e atua como orientadora política de assuntos energéticos para os seus membros.

FOR A GOLDEN AGE OF A GÁS” (regras de ouro para uma era de ouro de gás), sob o fundamento de que o gás natural está prestes a entrar em uma era de ouro, mas que isso somente se tornará possível se os vastos recursos de gás não convencional puderem ser desenvolvidos de forma rentável e ambientalmente aceita.

Segundo o relatório, a produção do gás não convencional impõe um impacto ambiental maior do que o desenvolvimento de gás convencional, diante das técnicas necessárias para a sua extração, podendo ter implicações para as comunidades locais, uso do solo e dos recursos hídricos, potencial poluição do ar e contaminação das águas superficiais e subterrâneas (AEI, 2012).

Atualmente, existe tecnologia e conhecimento para a produção do gás não convencional de forma a atender satisfatoriamente esses desafios, mas de acordo com a AEI, é necessário que haja uma movimentação contínua de governos e indústria para melhorarem o seu desempenho se pretendem conseguir ou manter a confiança pública:

The industry needs to commit to apply the highest practicable environmental and social standards at all stages of the development process. Governments need to devise appropriate regulatory regimes, based on sound science and high-quality data, with sufficient compliance staff and guaranteed public access to information. Although there is a range of other factors that will affect the development of unconventional gas resources, varying between different countries, our judgement is that there is a critical link between the way that governments and industry respond to these social and environmental challenges and the prospects for unconventional gas production (AIE, 2012).¹³

Nessa linha, a AIE sugere princípios que, caso seguidos, poderão minimizar ou até mesmo impedir a ocorrência desses riscos ambientais. São regras que reforçam a total transparência, mensuração e monitoramento dos impactos ambientais e o engajamento com a comunidade local, cuja implementação pode acarretar um aumento em torno de 7% aos custos do desenvolvimento do projeto.

¹³ Tradução livre: A indústria precisa se comprometer em aplicar as mais elevadas práticas ambientais e sociais em todos os níveis de desenvolvimento do processo. Os governos precisam conceber regimes regulamentares adequados, com base em dados científicos sólidos e dados de alta qualidade, com pessoal comprometido, e garantido o acesso público à informação. Embora haja uma série de outros fatores que poderão afetar o desenvolvimento de recursos de gás não convencional, o que varia entre os diferentes países, o nosso julgamento é que há um elo crítico entre a maneira que os governos e a indústria respondem a esses desafios sociais e ambientais e as perspectivas para a produção de gás não convencional.

Porém, segundo a AIE, o investimento em medidas para mitigar impactos ambientais pode ser compensado, ao final, por menores custos operacionais.

Em síntese, as regras de ouro são: a) meça, divulgue e participe (integração e envolvimento com as comunidades locais, moradores e outros interessados em cada fase do desenvolvimento do projeto); b) olhe onde vai perfurar (escolher locais para instalação dos poços de forma a minimizar os impactos na comunidade local, meio ambiente e ecologia, além de pesquisas geológicas prévias, para ter segurança de onde perfurar); c) Isolar poços e evitar vazamentos (colocar em praticas regras de construção e cimentação dos poços, para que estejam totalmente isoladas, principalmente, dos aquíferos de água doce, com medidas para conter derramamentos e vazamentos na superfície e destinação dos resíduos); d) tratamento da água com responsabilidade – reduzir a utilização de água potável, deposito de água com segurança e minimizar o uso de aditivos químicos; e) Minimizar a ventilação, a queima e outras emissões; f) estar pronto para pensar grande (buscar oportunidades para economia de escala e coordenar o desenvolvimento da infraestrutura local); e f) Garantir um nível elevado de desenvolvimento ambiental (AIE, 2012).

As “regras de ouro” apresentadas pela AIE são, na realidade, regras relacionadas à atividade de fraturamento, as quais, muitas delas, já estão até normatizadas nos EUA e até mesmo no Brasil, porém, os princípios gerais que a norteiam e a sua conseqüente aplicabilidade é de responsabilidade de cada explorador. Trata-se, objetivamente, de uma maneira de viabilizar a utilização do método de fraturamento hidráulico com efetiva minimização dos riscos ambientais.

4.4 Ações Judiciais

No Brasil, embora o assunto seja relativamente novo, a discussão já possui grandes proporções, permeadas por calorosos debates em seminários, protestos por organizações ambientais e ações judiciais propostas para suspender a exploração de gás não convencional.

Entre as ações judiciais, é possível citar a Ação Popular com pedido de tutela antecipada (Processo nº 0142635-78.2013.4.02.5101) ajuizada em 26.11.2013 por Jose Maria Ferreira Rangel contra a ANP, distribuída à 17ª Vara Federal do Rio de

janeiro, com o objetivo de fazer cessar a 12^a Rodada de Licitações ou sucessivamente, retirar do edital a possibilidade de emprego de técnicas não convencionais de exploração e produção, sob o argumento, em síntese, de que há risco ambiental na exploração do *shale gas*, principalmente porque a técnica utilizada implicaria no fraturamento da rocha; as bacias onde haverá exploração coincidem com aquíferos brasileiros, em especial o Aquífero Guarani, segundo maior do planeta; a ANP não cuidou de editar, previamente, nenhuma norma técnica ou relativa ao impacto ambiental e que a regulação proposta pela ANP não indica medidas seguras e eficazes contra o risco de contaminação dos aquíferos.

A tutela antecipada (espécie de liminar) não foi deferida pelo juiz, de imediato, sob o fundamento de que o perigo na demora da concessão não estaria vislumbrado, pois no dia 28.11.13 ocorreria apenas a apresentação das ofertas do processo licitatório e não o início da fase de produção do gás, que seria o temor popular. Logo, a apreciação do pedido de liminar ocorreria após a contestação da ANP.

Contudo, após contestada a ação, em decisão proferida em 14 de abril de 2014, o juiz negou a antecipação da tutela sob o fundamento de necessidade de dilação probatória, isto é, da produção de provas para que sejam constatados os fatos alegados no pedido do autor da ação popular. Atualmente, o processo encontra-se em tramite, sem nenhuma decisão a respeito do pedido e em tese, o pedido inicial perdeu objeto, pois a licitação já foi realizada, com o edital contendo a possibilidade de exploração do gás de folhelho por meio da técnica de fraturamento hidráulico.

Outra ação judicial foi protocolada em 21.05.2014, desta vez, pelo Ministério Público Federal em Cascavel, no caso, uma Ação Civil Pública Ambiental (Processo nº 5005509-18.2014.404.7005) postulando, liminarmente, a suspensão dos efeitos decorrentes da 12^a rodada de licitações realizadas pela ANP, que ofereceu a exploração de gás de folhelho na modalidade de faturamento hidráulico, na Bacia do Paraná, no setor SPAR-CS, sob o fundamento da existência de potenciais riscos ao meio ambiente, à saúde humana e à atividade econômica regional, além de vícios que nulificam o procedimento licitatório. A ação foi ajuizada em face da ANP e todas as empresas licitantes vencedoras no setor em questão.

Para tanto, o Ministério Público alegou, em síntese, que houve parecer técnico negativo do Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás – GTPEG, constituído por diversas entidades/instituições, entre outros, o Ministério do Meio Ambiente – MMA e o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade – ICMBio, coordenado pelo IBAMA; ausência da elaboração prévia da AAAS (avaliação ambiental de áreas sedimentares); ausência de conhecimento técnico necessário à fase de exploração; ofertas de blocos exploratórios com restrições ambientais, como unidades de conservação ou terras indígenas; inobservância de riscos inerentes ao Aquífero Guarani; desconsideração da existência de comunidade quilombola; vícios nas audiências públicas, entre outros.

A liminar foi concedida para suspender imediatamente os efeitos decorrentes da 12ª Rodada de Licitações da ANP até a conclusão de estudos técnicos-ambientais realizados pelo IBAMA que demonstrem a viabilidade, ou não, do uso da técnica do fraturamento hidráulico na área de abrangência dos blocos exploratórios do setor SPAR-CS; até que haja prévia regulamentação pelo CONAMA autorizando a utilização da técnica de fraturamento, estabelecendo, inclusive, o seu alcance e limites de atuação das empresas exploradoras e a realização e publicidade da Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares - AAAS, em relação à Bacia Hidrográfica do Paraná.

Em 12.06.2014 A ANP interpôs agravo de instrumento (recurso) contra essa decisão sob a alegação de que o foco da 12ª Rodada de Licitações é conhecer e mapear as reservas de gás natural nas bacias terrestres brasileiras, para que seja possível planejar como e quando explorar tais reservas, promovendo segurança energética e favorecendo o crescimento do país. E nessa linha, argumenta a ANP que o GTPEG não concluiu pela impossibilidade da utilização da técnica de fraturamento, tendo, inclusive, salientado a necessidade de execução de atividades de exploração para o fim de melhor conhecer os modelos geológicos onde pode vir a ocorrer o fraturamento.

Acrescentou que o AAAS não é exigível previamente à licitação e que as licenças ambientais prévias necessárias foram obtidas e que a aplicação de técnica de fraturamento não ocorrerá imediatamente, pois depende de autorização da ANP, precedida de licenciamento ambiental específico para a atividade. Informou, ainda,

que a Resolução ANP 21/2014 regulou as atividades de fraturamento hidráulico, que prevê a responsabilidade do explorador pela correta gestão de recursos ambiental.

O processo ainda está em fase inicial e os demais réus sequer foram citados ou apresentaram recursos ou defesas. Logo, será necessário aguardar a decisão judicial sobre a possibilidade de continuidade da exploração no Paraná, mais especificamente no setor SPAR-CS ou eventual modificação dessa decisão pelas instâncias superiores, para que os empreendedores possam dar continuidade à exploração do gás de folhelho na região.

5. ANÁLISE DA RESOLUÇÃO ANP Nº 21/2014

Em 10 de abril de 2014 entrou em vigor Resolução ANP nº 21 que estabeleceu requisitos a serem cumpridos pelos detentores de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural que executarão a técnica de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional.

Pela leitura da resolução, é possível extrair, em síntese, as seguintes premissas a serem seguidas pelo operador da atividade: i) sistema de gestão ambiental; ii) aprovação prévia das operações de fraturamento pela ANP; iii) apresentação de documentação autorizativa dos órgãos ambientais e de recursos hídricos; iv) projeto de fraturamento hidráulico; e v) análise dos riscos e plano de emergência.

Quanto ao sistema de gestão ambiental, o operador deverá estabelecer e garantir um sistema que atenda as melhores práticas da indústria do petróleo, contendo um plano detalhado de controle, tratamento e disposição dos efluentes gerados das atividades de perfuração e fraturamento hidráulico, e utilizar, preferencialmente, água imprópria ou de baixa aceitação para o consumo humano ou dessedentação animal.

Além disso, busca a transparência ao determinar que o operador deverá publicar em seu sítio eletrônico: a) Relatório anual de avaliação dos impactos e dos resultados das ações de responsabilidade social e ambiental; b) Relação de produtos químicos, com potencial impacto à saúde humana e ao ambiente utilizados no processo, transportados e armazenados, contemplando suas quantidades e composições; e c) Informações específicas sobre a água utilizada nos

fraturamentos, nominando claramente origem, volume captado, tipo de tratamento adotado e disposição final.

Determina, ainda, que para a aprovação prévia da ANP das operações de perfuração e fraturamento hidráulico, o operador deverá garantir, por meio de testes, modelagens, análises e estudos, que o alcance máximo das fraturas projetadas permanecerá a uma distancia segura dos poços hídricos existentes e que sejam integralmente revestidos nos intervalos anteriores ao reservatório não convencional, além da vedação de fraturamento em poços cuja distancia seja inferior a 200 metros de poços de água utilizados para consumo e abastecimento industrial. Nesse ponto é importante ressaltar, conforme já exposto anteriormente, que nos termos do artigo 26 da Lei do Petróleo, esses planos e projetos serão considerados automaticamente aprovados, caso decorra o prazo de 180 dias sem manifestação da ANP.

Deverá o operador apresentar, com antecedência mínima de 60 dias do inicio da perfuração, os seguintes documentos: a) licença ambiental do órgão ambiental competente, com autorização especifica para fraturamento; b) outorga ou autorização para utilização de recursos hídricos; c) laudo fornecido por laboratório acreditado pelo IMMETRO para os corpos hídricos superficiais e poços de água existentes em um raio de 1.000 metros horizontais da cabeça do poço a ser perfurado; d) Projeto de poço para Fraturamento Hidráulico; e) Declaração de Responsável Técnico Designado pela empresa; de que o projeto atende aos requisitos legais aplicáveis; e e) Estudos e avaliação de ocorrências naturais e induzidas de sísmica.

O projeto de poço com fraturamento hidráulico em reservatório não convencional deve identificar os riscos relacionados, visando à garantia da integridade durante todo o ciclo de vida do poço, inclusive, após o seu abandono e o programa de revestimento e cimentação deve considerar aspectos como parâmetros da cimentação, como densidade, controle de perdas de fluidos, pressões e resistência. Ademais, a cimentação deverá impedir a migração de fluidos das formações mais profundas para qualquer corpo hídrico subterrâneo por meio das estruturas de poço e/ou pela área adjacente à cimentação e garantir a existência e integridade de, ao menos, duas barreiras de segurança independentes, solidárias e testadas, isolando as formações porosas e/ou formações contendo hidrocarbonetos e a superfície.

Com relação aos riscos, as análises deverão contemplar todas as fases e operações, com a implementação das ações identificadas para o controle e redução da possibilidade de ocorrências de incidentes, sendo que os relatórios atestando a integridade do poço e contendo as respectivas datas de validade deverão ser mantidos pelo Operador durante cinco anos.

A respeito, deverá ser elaborado, com garantia de cumprimento, um plano de emergência, contendo os recursos disponíveis, a relação de contatos de emergência e os cenários identificados na análise de risco, contemplando as questões específicas do fraturamento hidráulico, contendo os procedimentos, treinamentos, recursos e estrutura necessárias para eliminar ou minimizar as consequências dos cenários acidentais identificados.

Com efeito, a resolução da ANP prevê um controle prévio das atividades de fraturamento, bem como determina uma estrutura mínima para garantir a segurança das instalações de exploração. Além disso, prevê um plano de contingência para o caso de alguma emergência. Todavia, somente na prática será possível verificar se as situações previstas na resolução abrangerão a prevenção e/ou contingência de todos os riscos ambientais e certamente, o controle efetivo em cada caso concreto é que fará a diferença na minimização dos riscos apontados.

6. CONCLUSÃO

A viabilidade da exploração do *shale gas* no Brasil, assim como no resto do mundo, sob o aspecto econômico, técnico ou ambiental, ainda não tem uma resposta definitiva. Nos Estados Unidos, embora o gás não convencional seja explorado há mais tempo, ainda existem inúmeras discussões acaloradas sobre o assunto, bem como pendência da conclusão de estudos necessários para avaliar os reais impactos ambientais.

De acordo com a experiência recente nos Estados Unidos, o aspecto econômico é o menos questionável, pois o *boom* causado na economia, que possibilitou a independência do país de recursos externos e até mesmo abriu a possibilidade de exportação do gás natural é numericamente inquestionável e a expectativa é que o mesmo ocorra no Brasil, caso seja confirmada a existência de recursos tecnicamente recuperáveis de gás de folhelho nas bacias identificadas.

Do mesmo modo, a tecnologia avança de maneira extraordinária e com o envolvimento de outros países, como a China e o Japão, que também possuem reservas tecnicamente recuperáveis de gás não convencional, a tendência é que haja um incremento ainda maior no desenvolvimento da tecnologia para a sua exploração e produção.

Contudo, a maior preocupação reside no aspecto ambiental, diante da intensa alegação da existência de potenciais impactos à saúde humana e ao meio ambiente na utilização da técnica de fraturamento hidráulico. Existem defensores para ambos os lados e em decorrência, estudos foram realizados e outros tantos foram encomendados, mas sem nenhuma conclusão definitiva até o momento.

A 12ª Rodada de Licitações da ANP foi o pontapé inicial para a exploração do gás com a técnica não convencional no Brasil, porém, no Paraná, os procedimentos estão suspensos pela justiça, sob o fundamento de riscos ambientais iminentes até que haja a finalização dos estudos ambientais e diante das controvérsias existentes, isso poderá acarretar em postergação do prazo para a exploração, aumento de custos aos investidores e até mesmo insegurança a todos os envolvidos.

Outro aspecto relevante é a ausência de regulamentação sobre o assunto, pois a Resolução ANP, expedida este ano, traz apenas regras gerais sobre a atividade de fraturamento, carecendo de regulamentação sobre todas as demais

questões envolvidas. Além disso, por se tratar de uma resolução, traz apenas diretrizes que devem ser observadas perante a agência reguladora, não se tratando de uma lei no sentido constitucional, com todos os meios coercitivos.

Enfim, é necessário que todos os aspectos envolvidos sejam analisados e sem radicalismos de ambientalistas ou capitalistas. Não há dúvidas que o gás natural é uma fonte de energia essencial e a sua exploração e produção com sucesso será um marco, sem precedentes, na história do desenvolvimento do país e poderá representar uma mudança na matriz energética nacional. Todavia, é necessário que haja responsabilidade dessa produção para que o meio ambiente seja preservado para a presente e futuras gerações, pois eventual contaminação da água prejudicará todo o ciclo da vida.

O cenário ideal seria a finalização dos estudos ambientais, o mais breve possível, apontando a existência ou não dos impactos ambientais e em caso positivo, a regulamentação da matéria por meio de legislação específica, com posterior acompanhamento pela sociedade, órgãos governamentais e entidades envolvidas na exploração do gás não convencional, o que possibilitará o desenvolvimento econômico do país, de forma responsável, segura e equilibrada.

7. REFERÊNCIAS

ANDREWS, Anthony; FOLGER, Peter; HUMPHRIES, Marc. **Unconventional Gas Shale: Development, Technology, and Policy Issues**. BiblioGov, 2009.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Relatório da Rodada de Licitações**. Disponível em: <<http://www.brasil-rounds-data.anp.gov.br/relatoriosbid/Empresa/OfertantesDesktop>>. Acesso em: 30.11.2013

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resultados da 12 Rodada de Licitações**. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/round_12/portugues_R12/resultado_r12.asp>. Acesso em 30.11.2013

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 9.478 de 06 de agosto de 1997**.

BRASIL, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução nº 27, de 02 de junho de 2011**. DOU 03.06.2011.

BRASIL, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução nº 21, de 10 de abril de 2014**. DOU 11.04.2014.

BRASIL, Justiça Federal do Rio de Janeiro. Ação Popular nº 0142635-78.2013.4.02.5101.

BRASIL, Justiça Federal de Cascavel. Ação Civil Pública Ambiental nº 5005509-18.2014.404.7005

CAVA, Luis Tadeu. **“GÁS DE XISTO” (shale gas)**. Paraná, 2014. MINEROPAR - Serviço Geológico do Paraná.

CPRM - Serviço Geológico do Brasil. **O gás do “xisto”. 2013**. Disponível em <<http://www.cprm.gov.br/publique/cgi/cgilua.exe/sys/start.htm?infoid=2618&sid=129>> Acesso em 05.01.2014

COPEL - Companhia Paranaense de Energia. **Comunicação ao Mercado RI 17/13**. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/ri/>>. Acesso em 12.11.2013

EIA - US Energy Information Administration. **About US Natural Gas Pipelines**. Washington, 2009. Disponível em: <http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/ngpipeline_map.html>. Acesso em 09.08.2014

EIA - US 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, 2013. Disponível em: <<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>>. Acesso em 15.03.2014

EIA - US Energy Information Administration. **North America leads the world in production of shale gas.** Washington, 2013. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=13491>>. Acesso em: 16.03.2014

EIA - US Energy Information Administration. **What is shale gas and why is it important?** Washington, 2012. Disponível em: <http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/about_shale_gas.cfm>. Acesso em 12.03.2014.

EPA - United States Environmental Protection Agency. **Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources: Progress Report.** Washington, 2012. Disponível em: <www.epa.gov/hfstudy>. Acesso em: 28.03.2014

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Projeção da Demanda de Energia Elétrica para os próximos dez anos (2014-2023).** Rio de Janeiro, 2013.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2022.** Rio de Janeiro, 2014.

FREIRE, Wagner. **Avaliação da 12ª Rodada de Licitações da ANP.** 2013. Disponível em <http://geofisicabrasil.com/artigos/41-opinioao/6247-avalicao-da-12-rodada-de-licitacoes-da-anp.html>. Acesso em 20.12.2013

GIANINI, T. **O Brasil está atrasado na exploração de uma fonte de energia limpa.** São Paulo, *Veja*, 17.03.2012.

HAYES, David J. **Is the recent increase in felt earthquakes in the central us natural or manmade?** Washington, 2012. Disponível em: <http://www.usgs.gov/blogs/features/usgs_top_story/is-the-recent-increase-in-felt-earthquakes-in-the-central-us-natural-or-manmade/>. Acesso em 10.02.2014

IEA – International Energy Agency. **Golden Rules for a Golden Age of Gas: World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas.** 2012. Paris – France.

IPT – Instituto de Pesquisas Tecnológicas. **Gás de Folhelho.** 2012. Disponível em: <http://www.ipt.br/noticia/616.htm>. Acesso em 15.01.2014

KELLAN, Kate. **Faturamento de gás de xisto traz baixo risco à saúde, diz governo britânico.** Reuters. Londres, 31.10.2013. Disponível em: <<http://br.reuters.com/article/topNews/idBRSPE99U05B20131031>>. Acesso em 10.05.2014

LAGE, Elisa Salomão; PROCESSI, Lucas Duarte; SOUZA, Luiz Daniel Willcox; DORES, Priscila Branquinho; GALOPPI, Pedro Paulo de Siqueira. **Gás não convencional: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro.** BNDES Setorial 37, p. 33-38, 2013.

MARIN, Denise Chrispim. **Exploração de gás de xisto no Brasil inicia revolução energética.** Pittsburg, Estadão, 03.08.2013. Disponível em:

<http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,exploracao-de-gas-de-xisto-nos-estados-unidos-inicia-revolucao-energetica,160917e>. Acesso em: 05.04.2014

Os Perigos potenciais do fraturamento hidráulico. Disponível em: <http://www.ecycle.com.br/component/content/article/35/1206-os-perigos-potenciais-do-fraturamento-hidraulico.html>. Acesso em 05.05.2014

PETROBRAS. **Unidades de Industrialização do Xisto.** 2014. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/unidade-de-industrializacao-do-xisto-six.htm>. Acesso em 23.01.2014

RIBEIRO, Elaine. Licitações e contratos em petróleo e gás na era do Pré-Sal. **Revista Jurídica da Universidade do Sul de Santa Catarina – Unisul**, n. 6, janeiro/junho, 2013.

RIDLEI, Matt. **The shale gas shock.** GWPF – The Global Warming Policy Foundation. Inglaterra, 2011.

USGS - United States Geological Survey. **Hydraulic Fracturing.** 2010. Disponível em: <http://energy.usgs.gov/OilGas/UnconventionalOilGas/HydraulicFracturing.aspx>> Acesso em 12.02.2014

ZALÁN, Pedro Victor. **A nascente geopolítica do gás natural brasileiro** Valor Econômico. São Paulo, 02.12.2013. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br/conteudo/15925/A-nascente-geopolitica-do-gas-natural-brasileiro#sthash.O3av3WmL.dpuf>>. Acesso em 15.01.2014