

CAPÍTULO 7

ANÁLISE DOS ASPECTOS REFERENTES À EXPLORAÇÃO DO GÁS DE “XISTO” NO BRASIL PELA TÉCNICA DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO



<https://doi.org/10.22533/at.ed.411142514017>

Data de aceite: 29/01/2025

Lucas Silva Figueiredo

Engenheiro Químico e Especialista de Engenharia de Petróleo e Gás, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Toledo, Paraná, Brasil

Deise Molinari

Doutora em Engenharia Química, Universidade Estadual de Maringá, Maringá, Paraná, Brasil

Ana Caroline Raimundini Aranha

Doutora em Engenharia Química, Universidade Estadual de Maringá, Maringá, Paraná, Brasil

Emerson Barrios Mogollón

Doutorando em Engenharia Química, Universidade Estadual de Maringá, Maringá, Paraná, Brasil

Bruno Rafael Del Rio Vieira

Doutorando em Engenharia Química, Universidade Estadual de Maringá, Maringá, Paraná, Brasil

Daiane Marques de Oliveira

Doutora em Engenharia Química, Universidade Estadual de Maringá, Maringá, Paraná, Brasil

RESUMO: O artigo aborda a evolução da matriz energética global, destacando a transição do uso do carvão para o petróleo como principal fonte energética, impulsionada pelo crescimento dos setores automobilístico, de transporte e da construção civil. O artigo também diferencia os métodos de exploração onshore, classificando os reservatórios em convencionais e não convencionais. Os convencionais possuem alta porosidade e permeabilidade, enquanto os não convencionais, como o gás de folhelho, exigem técnicas específicas para extração, como o fraturamento hidráulico. A viabilidade econômica dessa exploração está relacionada à redução dos custos operacionais e aos desafios técnicos impostos pela baixa permeabilidade das formações geológicas. Por fim, o texto destaca que a exploração do gás de folhelho representa um dilema entre o potencial econômico e os impactos ambientais, sendo necessária uma análise criteriosa para determinar sua viabilidade dentro da matriz energética brasileira.

PALAVRAS-CHAVE: Transição energética; Fraturamento hidráulico; Gás de folhelho; Dependência energética; Mercado global de energia.

INTRODUÇÃO

Desde os primórdios da sociedade moderna, com o êxodo do homem para as grandes cidades, esse viu na necessidade de buscar por novas fontes energéticas as quais fossem capazes de prover as exigências ao sustento desse novo estilo de vida. O carvão em um primeiro momento, ocupa esse espaço de grande pilar do desenvolvimento econômico das nações em desenvolvimento, tornando-se matéria-prima para vários setores da indústria.

Com o rápido desenvolvimento principalmente nos ramos automobilístico, transporte e civil, outras matérias-primas mais viáveis e rentáveis aos detentores de capital ocupam seu lugar, como por exemplo o aço e principalmente, o petróleo. O surgimento de grandes corporações e polos industriais alavancam a economia de países como Estados Unidos, Alemanha, Rússia e Japão, as quais conseguem se desenvolver em ritmo um frenético nos mais variados campos tecnológicos, porém, estritamente associados a dependência em partes quanto ao petróleo como fonte energética primordial.

Os anos passam e com eles os constantes conflitos pela busca de matérias-primas que suprissem esse crescimento acelerado das nações tornam-se frequentes e com eles, o desenvolvimento proporcionado pela “indústria da guerra” já podia ser notado no cotidiano das pessoas em meados do século XX.

Decorrido então as grandes guerras mundiais, como de praxe, as nações vencedoras tendem a impor seus costumes e cultura frente aos derrotados e com isso, a disputa pela hegemonia mundial entre dois grandes países (EUA *versus* Rússia) torna-se o principal fomentador do desenvolvimento tecnológico pós-guerra.

Baseada em uma economia fortemente sustentada pelas relações capitalista de trabalho das grandes corporações, os Estados Unidos estabeleceram sua base econômica primordialmente associada ao uso e comércio do petróleo e seus derivados, tornando essa matéria-prima uma *commodity* em escala global.

No entanto, devido a questões geográficas e também estruturais do modelo de consumo capitalista, cada vez mais as nações denominadas de primeiro mundo tornaram-se dependentes do petróleo para regulamentar sua economia, consequentemente, os países detentores dessa riqueza (no caso os países membros da OPEP) começam a se organizar no intuito de “limitar” e controlar a demanda/oferta de petróleo frente ao interesse das potências mundiais.

Nesse contexto, onde dependência unilateral ao petróleo abre margem a necessidade de fontes energéticas secundárias no intuito de balancear, complementar e evitar a recessão nas grandes potências econômicas, surge o desenvolvimento de técnicas paralelas a exploração do petróleo e seus derivados, como é o caso do fraturamento hidráulico.

Uma metodologia desenvolvida nos Estados Unidos, a qual foi incentivada pelo governo norte-americano na década de 1940, inicialmente por meio de abonos fiscais para indústria de óleo e gás, a qual dava aos produtores o direito de deduzirem seus gastos com exploração e desenvolvimento, denominados custos inatingíveis da alíquota efetiva do imposto de renda em cada etapa do processo produtivo (LAGE *et al.*, 2013). Os custos intangíveis de exploração e desenvolvimento englobam os gastos necessários para os serviços geológicos, de perfuração e de preparação dos poços para a produção de óleo e gás e ainda, gastos com toda a cadeia produtiva e de infraestrutura de escoamento como: limpeza de terreno, construção de estradas, tanques, gasodutos (KPMG - Global Energy Institute. Shale Gas, 2011).

Outro marco histórico associado a busca norte-americana por recursos e técnicas que complementassem sua matriz energética diz respeito à Lei de 1948 denominado de Tratado de Proteção as Águas nos Estados Unidos (*Clean Water Act*). Tendo em vista a busca pela conscientização pública quanto aos recursos naturais, esse tratado sofreu uma reformulação em 1972 cujo objetivos eram: regulamentar os aspectos referentes ao tratamento e a poluição das águas, estabelecendo padrões de descarga de poluentes; normas regulamentadores para descarte em corpos hídricos; requisitos de qualidade para água; financiamento e construção de estações de tratamento de esgoto em sob concessão (EPA - Environment Protection Agency, 2012).

Com o passar das décadas, o governo norte-americano percebe essa dependência nacional frente ao petróleo e cada vez mais incentiva o desenvolvimento de pesquisas em tecnologias na área de exploração de gás de “xisto”, visando reduzir a necessidade de importação dessa matéria-prima, aumentando assim o seu poder de barganha frente aos países produtores de gás como, Irã, Venezuela e Rússia. Esse apoio baseou-se nos seguintes aspectos:

- Tecnologias de imagem: foram desenvolvidas novas tecnologias para mapear as fraturas e a distribuição irregular dos depósitos de gás, por meio da incorporação das técnicas de microssísmica desenvolvidas e aplicadas para minas de carvão; Incentivos fiscais: o congresso criou um incentivo à produção de gás de xisto em que se concedia US\$ 0,50 por metro cúbico produzido; Brocas de perfuração: a parceria entre a General Eletrics e o Department of Energy (DOE) desenvolveu brocas de perfuração de diamantes, mais eficientes para formação geológica típica de gás de “xisto” (LAGE *et al.*, 2013).
- Projetos de demonstração: uma série de parcerias entre universidades e empresas privadas na Pensilvânia e na Virgínia Ocidental iniciou protótipos nos campos do Leste dos Estados Unidos (YERGIN, 2011).
- Perfuração horizontal: engenheiros do National Energy Technology Laboratory patentearam tecnologias de perfuração horizontal, embrião das modernas técnicas de perfuração horizontal multidirecionais utilizadas atualmente (TREMBATH *et al.*, 2012).

Ao contrário dos Estados Unidos, o cenário energético brasileiro é bastante peculiar, devido principalmente as suas riquezas naturais. O elevado número de bacias hidrográficas (Bacia do Rio São Francisco, Rio Amazonas, Rio Paraná, Tocantins, Atlântico Sudeste, Atlântico Norte/Nordeste, Atlântico Leste e Uruguai), localizadas quase que em toda a extensão territorial do país, abrangendo grande parte dos estados da União (ELETROBRAS, 2003). Dessa forma, aliada a predominância dos rios de planalto nessas bacias, a construção de usinas hidroelétricas em seus percursos torna-se altamente viável, no intuito de suprir a demanda energética nacional. Além do alto potencial hidroelétrico, a criação do programa Proálcool pelo governo brasileiro na década de 1970, alavancou o desenvolvimento e o interesse da indústria nacional por fontes energéticas alternativas ao petróleo, como é o caso do etanol, tão utilizado nos dias de hoje, nos mais diversos setores industriais. Nesse mesmo sentido, motivado por questões ambientais e sociopolíticas, percebe-se nos últimos anos, uma maior preocupação pela busca por energias renováveis (por exemplo, o uso da biomassa para produção do biogás e a utilização de turbinas para geração de energia eólica) que aos poucos vem ganhando destaque no mercado nacional.

Todavia, o cenário energético atual remete a um retorno pela busca do petróleo. Isso se deve ao fato das recém-descobertas áreas de pré-sal, as quais colocaram o país em uma posição de destaque e interesse em âmbito mundial. Tendo em vista esse contexto, é que a utilização/viabilidade associada a exploração de gás de “xisto” por fraturamento hidráulico visando a complementação da matriz energética brasileira tornou-se alvo de constante debate e questionamento da imprensa, sociedade e intelectuais da área nos últimos anos.

MÉTODOS DE EXPLORAÇÃO ONSHORE - CONCEITOS E DEFINIÇÕES

Ao contrário de como é conhecido no Brasil, o gás de “xisto” tem essa terminologia devido a origem americana do termo *shale gas* (em português, gás de xisto). Contudo, a classificação correta desse composto para fins didáticos é feita de acordo com sua origem e formação geológica.

Gás de folhelho (vulgarmente conhecido como gás de xisto) é aquele que se acumulou ao longo do tempo em rochas sedimentares, que se formaram de finos grãos de argila em depósitos de origem marinha ou lagunar devido à baixa intensidade de energia desses ambientes, o que facilita a deposição dos sedimentos. O resultado de anos de pressão sobre esse material é uma rocha com uma aparência peculiar, que parece um acúmulo de folhas (folhelhos). Esse gás é resultado da concentração de matéria orgânica que foi depositada ao longo de séculos. Por isso, está errado nomeá-lo como gás “de xisto”, pois, apesar de ter um aspecto similar ao das rochas sedimentares, uma concentração de lâminas, o xisto é resultado de processos metamórficos que alteraram a rocha por mudanças intensas de pressão e temperatura, o que dificulta o acúmulo de matéria orgânica (RIBEIRO, 2014).

Atualmente, a classificação mais comum para esses tipos de gases baseia-se na diferença geológica dos reservatórios e não mais em aspectos econômicos (ALMEIDA & FERRARO, 2013). Dessa maneira, passou-se a classificar como recursos convencionais aquelas acumulações de gás em rochas reservatórios de elevada porosidade e permeabilidade com presença de “armadilhas” estruturais e estratigráficas. Em contraponto, os recursos não-convencionais (obtidos pela técnica de fraturamento hidráulico) passaram a ser entendidos como aqueles cuja formação dos reservatórios independe de armadilhas estruturais ou estratigráficas (LAW & CURTIS, 2002).

A partir dessa nova classificação, vários tipos de reservatórios de gás natural passaram a se associar ao termo não-convencional, dentre os principais destacam-se: o gás confinado (*tight gas formations*); o gás de metano (*Coalbed Methane*), gás de arenitos de baixa permeabilidade (*tight sands gas*) e o gás de folhelho (ANP- Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2013).

A Figura 1 abaixo exemplifica os contrastes referentes aos métodos de extração convencional e não-convencional previamente definidos.

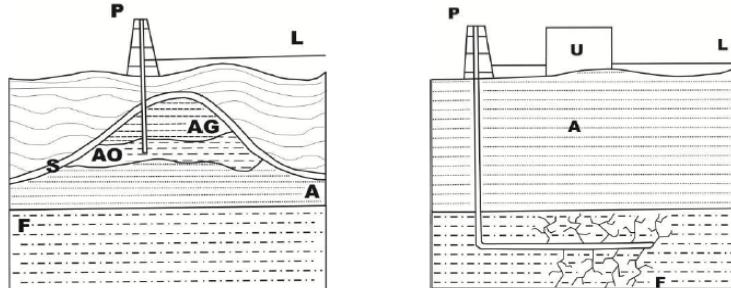


Figura 1A (esquerda): Modelo esquemático para extração de gás convencional (fora de escala). S - camada selante. O gás (AG) e o óleo (AO) ocorrem associados em distintas. A camada A representa uma parcela do reservatório (rocha porosa). F - uma rocha sedimentar de baixa porosidade, incapaz de acumular gás, óleo ou água. P Poço de extração e L a linha de transmissão que conduz para uma usina. **Figura 1B** (direita): Modelo esquemático para reservatórios de gás não convencional (fora de escala). F - folhelho que sofreu fraturamento hidráulico. A camada A representa os aquíferos mais rasos. P - poço de extração, U é a usina de pré-tratamento e L a linha de transmissão que conduz para uma usina de maior porte.

Figura 1. 1A - Método convencional de extração (esquerda). 1B - Método não-convencional de extração (direita). Fonte: SANBERG et al., 2014.

Segundo IEA – International Energy Agency (2010), a principal diferença das formações não-convencionais em relação aos reservatórios convencionais é a reduzida fluidez do gás natural através das rochas reservatório, o que exige métodos especiais de exploração e produção. A recente redução dos custos associados as perfurações horizontais e ao fraturamento hidráulico permitiu que, mais recentemente, essas técnicas passassem a ser utilizadas pela indústria de gás natural para a exploração em formações geológicas com baixa permeabilidade. As características geológicas das formações não-convencionais explicam o curto ciclo produtivo dos poços situados nessas áreas e os elevados custos quando comparados as fontes convencionais.

Para o autor, os custos de novas áreas convencionais de produção de gás natural variam em escala menor (de USD 0,5 a 5,7/GJ), enquanto que a variação associada a produção não-convencional para diferentes formações de gás é evidenciada na Tabela 1 a seguir:

	USD/GJ
Tight gas	2.6 – 7.6
Coal Bed Methane (CBM)	3.8 – 7.6
Shale Gas	3.8 – 8.6

Tabela 1. Variação em USD/GJ associada aos custos de produção não-convencional de gás natural para as formações de gás confinado (tight gas), o gás de metano (coalbed methane) e folhelho (shale gas). Fonte: IEA, 2010.

Analogamente, estudos realizados nos EUA, evidenciam ainda outra questão importante quanto aos métodos não-convencionais de produção. De acordo com EIA - *Review of Emerging Resources* (2011), a taxa de declínio da produção de gás de folhelho no primeiro ano é cerca de 75%. Ou seja, 25% dos recursos disponíveis na formação são explorados no primeiro ano, chegando a atingir aproximadamente 75% do seu total após cinco anos de produção. Na visão do autor, o rápido declínio nas taxas de produção é uma característica intrínseca as áreas de exploração submetidas ao processo de fraturamento hidráulico. Isso se justifica pela necessidade da perfuração de um grande número de poços, por consequência, uma intensa movimentação de máquinas e equipamentos em um espaço reduzido.

Aliado a essas exigências, a “fratura” de reservatórios torna-se um processo custoso (devido ao uso intenso de energia, água e equipamentos de bombeamento sob alta pressão), complexo e altamente depende de estudos geológicos, pois, cada reservatório apresenta características distintas de comportamento estrutural, exigindo um estudo detalhado na determinação do ponto ótimo de perfuração, conclui o autor.

A perspectiva brasileira frente os métodos não-convencionais de exploração do gás de folhelho

A situação brasileira frente ao mercado associado a exploração do gás de folhelho via técnicas não-convencionais, pode-se dizer que atravessa um momento bastante confuso e muitas vezes guiada por uma série de conflitos de interesses. Conforme Ribeiro (2014), o país possui várias bacias sedimentares com potencial de exploração do gás de folhelho, sendo que um grande potencial de gás de folhelho nos estados do Amazonas, Acre, Amapá, Roraima e Pará, no que diz respeito a região norte brasileira.

Já região nordeste, na bacia sedimentar do Parnaíba, os estados do Maranhão e do Piauí apresentam potencial, bem como o estado de Tocantins. Uma estreita faixa que se projeta em paralelo ao litoral ao norte de Salvador também foi mapeada como possível ocorrência de gás, atingindo os estados da Bahia, Sergipe e Alagoas. Na porção centro-sul do país, a bacia sedimentar do Paraná possui uma mancha de gás de folhelho que vai desde o estado do Mato Grosso até o Mato Grosso do Sul, abrangendo os estados de Goiás, Paraná, São Paulo e Santa Catarina.

De acordo com a Agência Internacional de Energia, a produção onshore no Brasil tem potencial de passar de 3 bilhões de metros cúbicos (bcm) em 2012 para 20(bmc) em 2035, considerando-se o potencial de recursos convencionais e não convencionais. No entanto, o próprio organismo internacional reconhece que além dos riscos geológicos, os riscos “acima do solo” aumentam as incertezas a respeito do efetivo potencial de produção, principalmente dos recursos não convencionais, como explica WEO - *World Energy Outlook* (2013). Segundo a ANP (2014), se considerarmos os recursos não-convencionais, os recursos recuperáveis das principais bacias terrestres nacionais podem atingir 208 trilhões de pés cúbicos (tpc).

Nesse paradigma é que a sociedade e todas as classes envolvidas no assunto (órgãos ambientais; governos nos diversos níveis; políticos, empresários e cientistas) buscam compreender a avaliar a viabilidade dessas técnicas de exploração.

Enquanto alguns grupos empresariais em parcerias com governos estaduais (“privilegiados com essa riqueza natural”), buscam aprovar e disseminar a exploração do gás de folhelho via fraturamento hidráulico a outras regiões do país, pode-se dizer que, a maioria dos pesquisadores e estudiosos do tema criticam a utilização de métodos não-convencionais para exploração do mesmo, com base em uma vertente de estudos e análises fundamentados sob aspectos socioeconômicos, histórico-culturais e dados estatísticos comprovados.

Almeida & Colomer (2015), acreditam que o principal aspecto que inviabiliza o uso dessa técnica decorre da falta de incentivo político e fiscal frente a produção e exploração offshore. Segundo eles, o custo de escoamento do gás natural offshore frente à elevada rentabilidade da comercialização de petróleo reduz o interesse das empresas na produção onshore. Por este motivo, o Brasil é um dos países que menos produz gás natural entre as grandes nações produtoras de petróleo com o segmento do *upstream* aberto à concorrência. Os autores mencionam ainda a burocracia política aliada a elevada complexidade dos processos de licenciamento técnico/ambiental e a inexistência de uma cadeia de fornecedores de matéria-prima adequada ao sistema nacional, como fatores determinantes para inviabilizar o uso de métodos não-convencionais de exploração do gás de folhelho.

Da mesma maneira que os estudos realizados em solo norte-americano, Almeida (2012) vai ainda mais além em suas previsões e menciona que, a utilização de técnicas não convencionais de exploração (especificamente o fraturamento hidráulico), são inviáveis economicamente. Em sua concepção, no primeiro ano obtém-se uma elevada produção, que tende a cair cerca de 39% no segundo ano, e cerca de 50% no terceiro ano. A queda de produção chega, em dez anos, a 95% do que foi extraído no primeiro ano, menciona o autor. Associada a isso, a redução das barreiras de entrada do produto; a falta de incentivo a novas descobertas; as dificuldades de escoamento, transporte, comercialização e financiamento, são grandes empecilhos “impostos” a utilização de técnicas não-convencionais no Brasil. Por fim, o autor conclui que, a exploração não-convencional apenas será viável uma vez que o país não copie modelo norte-americano, mas sim, altere o modelo atual para que haja a criação de um ambiente econômico e regulatório favorável ao gás não-convencional.

Outro aspecto que merece discussão quanto a viabilidade de métodos não-convencionais para exploração do gás de folhelho no Brasil, é sobre a demanda/oferta desse produto em escala nacional.

Lage *et al.*, 2013 em concordância com o Balanço Energético Nacional 2012 afirmam que, no ano anterior (2011) o setor industrial foi o maior responsável pelo consumo de gás naturas no país (cerca de 47%), enquanto 20% foram destinados a geração de energia elétrica e 7% ao consumo veicular. Essa demanda pode vir a aumentar conforme estimativas do Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 (PDE 2021), há perspectivas de que o gás natural amplie sua participação na matriz energética além dos 10,2% de 2010, em função da entrada de novos campos produtores e da ampliação da capacidade de gaseificação de gás, como resultado do aumento na produção offshore, mencionam eles.

A demanda por gás natural está diretamente associada a taxa de crescimento econômico, concomitantemente a isso, a competição com outros energéticos (por exemplo, o óleo diesel); a ampliação da infraestrutura de transporte e distribuição do produto; o potencial de substituição da matriz energética pelo gás natural (a qual exigiria alterações complexas de equipamentos e estruturas dos parques industriais) e a necessidade de políticas industriais que promovam a implantação de pólos com alto consumo de gás, são fatores limitantes a demanda de gás natural no setor industrial, segundo os autores.

Frente aos outros energéticos mais comumente utilizados pela indústria nacional, por exemplo, o bagaço-de-cana e a eletricidade, CNI - Confederação Nacional da Indústria (2010, p.48) afirme que:

“O potencial técnico de substituição do gás natural [como fonte de energia] na indústria não é muito elevado no Brasil, devido a duas características específicas da matriz energética industrial brasileira: o grande uso da biomassa e o uso elevado da eletricidade, não só para processos que de fato requerem eletricidade (por exemplo motores elétricos), mas também para geração de calor”.

CNI (2010) ainda afirma que, dificilmente o bagaço-de-cana seja substituído, por se tratar de um subproduto o qual tem baixo valor econômico, podendo ser comercializado novamente. Quanto aos demais combustíveis, no caso do carvão mineral, o mesmo é insubstituível no setor siderúrgico. Já para os derivados mais pesados do petróleo (sobretudo o coque) são em geral, mais baratos e a indústria não obtém retornos econômicos ao adotar combustíveis mais “limpos”, dispõe o autor.

Consoante a essa afirmação, Lage *et al.*, 2013 conclui que, historicamente a matriz energética brasileira está baseada em seus recursos hídricos, mais abundantes e menos onerosos do ponto de vista financeiro, quando comparados ao gás natural. Ainda que a sua utilização faça sentido, a substituição de equipamentos é extremamente custosa e limitada à novas plantas industriais.

FRATURAMENTO HIDRÁULICO - A TÉCNICA

O fraturamento hidráulico, ou ainda do termo em inglês “*hydraulic fracturing*” consiste em uma técnica de exploração de gás e óleo não-convencional bastante difundida em países como Canadá e EUA, baseada na injeção de um fluido pressurizado na formação geológica em volta do poço a fim de criar fraturas de modo que o hidrocarboneto de interesse possa fluir para interior do poço (SOUZA *et al.*, 2014).

Porém, antes de se começar a colocar em prática o fraturamento hidráulico em um poço (vertical ou horizontal), uma série de testes é realizada, afirma Junior (2015). Esses têm por objetivo garantir que o poço e os equipamento usados no fraturamento hidráulico estejam em boas condições de funcionamento e que, irão suportar a aplicação das pressões de fratura e as taxas de fluxo da bomba.

Os testes começam com o ensaio de revestimento de poços de cimentos e durante o processo de perfuração e de construção do poço. O mesmo se faz necessário para saber se a cimentação foi feita corretamente ou ainda, se ela poderá sofrer qualquer tipo de rachadura com a pressão que será exercida. Dessa forma, pode-se evitar que o gás produzido possa fluir por essas rachaduras no cimento e chegar até os aquíferos. Em seguida, são feitos os testes de pressão do equipamento de fraturamento hidráulico antes de iniciar o processo, ressalta o autor.

Devido ao comprimento do poço (o qual pode alcançar até dois mil metros de profundidade), não é possível manter uma pressão suficiente em seu fundo capaz de estimular todo o comprimento. Logo, o fraturamento hidráulico de poços horizontais em gás de folhelho são geralmente realizados isolando pequenas porções da lateral. A fratura de cada porção do poço lateral é chamada de fase. Fases são, sequencialmente, fraturadas começando com a seção na extremidade mais distante do poço e estendendo-se para todo o comprimento do poço e só termina quando todo ele estiver estimulado (JUNIOR, 2015).

Conforme Fracfocus (2014), as fases que regem o processo de fraturamento hidráulico são no geral:

1. Uma fase de ácido, que consiste em milhares de litros de água misturados com um ácido diluído como, por exemplo, ácido clorídrico. Esse serve para limpar os restos de cimento ou fluido de perfuração que invadiram a formação e proporcionar um canal aberto por dissolução de minerais e de carbonato, deixando canais livres para fluírem outros fluidos de fraturamento que irão abrir o caminho da fratura;
2. A fase colchão, que consiste em aproximadamente 100.000 litros de *slickwater* sem material propante. Essa fase enche o poço com essa solução, onde se dá início a fratura da formação e ajuda a facilitar o fluxo de material e colocação propante depois;
3. Uma fase sequência é a de suporte, que pode ser constituído por vários subestágios de água combinados com material propante (que consiste de uma areia ou material cerâmico que se destina a manter aberto, ou suporta as fraturas criadas e/ou reforçada durante a operação de fraturamento, após, a pressão é reduzida);
4. Uma etapa de lavagem, que consiste em um volume de água doce suficiente para limpar o excesso de propante do poço;

Vale ressalta ainda que, os aditivos químicos usados nas soluções de fraturamento, variam de acordo com as características geológicas de cada poço. Contudo, Fracfocus (2014) cita que os mais comuns entre eles são:

- Uma solução de ácido diluído, tal como descrito na primeira fase, usado durante a sequência de fratura inicial. Essa limpa o cimento e detritos em torno das perfurações para facilitar a solução que será bombeada, *slickwater*, subsequente para fraturar a formação;
- Um Biocida ou desinfetante, utilizado para evitar o crescimento de bactérias na cavidade que pode interferir na operação de fraturamento, eles consistem tipicamente de soluções à base de bromo ou glutaraldeído;
- Inibidor de incrustação, tal como etileno-glicol, utilizado para controlar a precipitação de carbonato e sulfato de certos minerais;
- Controlado de Ferro / agentes de estabilização, tais como o ácido cítrico ou o ácido clorídrico, utilizado para inibir a precipitação de compostos de ferro, mantendo-os em uma forma solúvel;
- Agente de fricção, tais como o cloreto de potássio ou compostos à base de poliacrilamida, usada para reduzir o atrito tubular e subsequentemente reduzir a pressão necessária para bombar o fluido para o interior do poço;
- Inibidores de corrosão, tais como N, N-dimetil formamida, e os eliminadores de oxigênio, tais como bissulfito de amônio, são utilizados para prevenir a degradação do revestimento do poço;
- Agentes gelificantes, como a goma xantana, podem ser usados em pequenas quantidades para dar viscosidade a solução à base de água para ajudar no transporte do material propante;

- Ocasionalmente, um agente *crosslinker* vai ser usado para melhorar as características e capacidade dos agentes gelificantes no transporte do material propulsante. Estes compostos podem conter ácido bórico ou de etileno-glicol. Quando os aditivos de gelificação são adicionados, uma solução de “quebradores” é geralmente adicionada mais tarde na fase de fraturamento para fazer com que o agente de gelificação quebre-se facilmente e o fluido possa ser removido do poço sem levar de volta a areia/propante;

Durante a injeção da solução de fraturamento, os folhelhos que estão dentro da área de influência do poço são “rachados” e mantidos abertas por produtos presentes na própria solução (principalmente propantes, areia natural ou revestida por resinas auxiliam nesse processo). Após isso, a solução residual é bombeada para fora do poço e disposta para tratamento e/ou destinação.

Como resultado do fraturamento das camadas de folhelho, há uma liberação de gases (metano, propano, nitrogênio, dióxido de carbono, entre outros) e eventualmente, quantidades subordinadas de óleo bruto. O alívio de pressão gerado pela própria abertura do poço, associado com a diferença de densidade do gás, faz com que o poço perfurado sirva como um canal preferencial de migração para captura do gás em superfície. Em superfície, o poço é conectado a uma usina de pequeno porte para pré-refino e a uma linha de transmissão de gás, que conduz para uma refinaria de grande porte (SANBERG *et al.*, 2014).

Outros autores também ressaltam a importância das etapas operacionais relacionadas ao fraturamento hidráulicos, visando diminuir os potenciais riscos e acidentes inerentes a técnica. Segundo Souza *et al.*, 2014, a chave para o sucesso do fraturamento hidráulico está diretamente associada a etapa de construção do (s) poços (s). Durante as fases de perfuração e completação, técnicas corretas devem ser adotadas para garantir que a água subterrânea seja isolada do poço e protegida das operações de produção e completação, garantindo sempre a minimização dos danos a rocha reservatório.

Na visão dos autores, os pontos críticos na construção dos poços são:

- Seleção e aplicação de revestimentos adequados (de acordo com as características estruturais e geológicas de cada poço);
- Escolha e aplicação da cimentação apropriada (para que não ocorram vazamentos associados a reações químicas indesejadas, ou o surgimento de falhas/rachaduras após a etapa de cimentação).

RISCOS AMBIENTAIS

Certamente um dos aspectos mais polêmicos a respeito da implementação do fraturamento hidráulico na exploração do gás de folhelho são os riscos ambientais aos quais essa técnica pode causar a curto, médio e longo prazo no meio ambiente, afetando diretamente a sua viabilidade, bem como sua repercussão entre os meios comunicativos. Por se tratar de uma operação em etapas, que se inicia desde os estudos geológicos, perfuração dos poços até a finalização do campo exploratório, uma série de riscos e perigos é abordada por uma gama de estudiosos.

Um primeiro grande impacto está ligado às etapas de sondagem e perfuração dos poços, citam Sanberg *et al.*, 2014. Segundo o ele, a estrutura necessária para perfuração se assemelha as utilizadas na prospecção de petróleo em águas profundas, com uma série de peças metálicas e principalmente, por exigir um grande volume de água e fluidos naturais/sintéticos. Conforme o autor, para um poço de 2.500 metros de profundidade são exigidos cerca de 10 milhões de litros de água e fluidos de perfuração, algo extremamente custoso e que poderia comprometer a viabilidade da técnica.

Os fluidos de perfuração têm diferentes composições e finalidades. Alguns fluidos, formados por argilas e outros materiais, servem para selar as paredes do poço e minimizar o cimento das camadas perfuradas para dentro das sondagens, outros são lubrificantes sintéticos à base de petróleo, que servem para lubrificar a broca de perfuração e facilitar a expulsão dos materiais perfurados (GUIMARÃES & ROSSI, 2007). Por possuírem um enorme grupo de elementos químicos tóxicos a natureza e ao ser humano (traço de metais, tais como bário, chumbo, arsênio, estrôncio, urânio) tal fluido utilizado na etapa de sondagem tem um alto potencial de contaminação de aquíferos tanto em menor quanto em maiores profundidades (por exemplo, vazamento de líquidos e/ou gases durante a exploração).

Outro risco inerente a técnica do fraturamento hidráulico, de acordo com Sanberg *et al.*, 2014, diz respeito sobre a recuperação da solução de fraturamento. Durante a injeção do fluido de perfuração, por ação físico-química as rochas são fraturas em folhelhos, modificando completamente a sua estrutura original. Após o processo de injeção, cerca de 50-60% do volume total da solução é recuperada. O subsolo retém o restante. A solução recuperada recebe diferentes designações técnicas: ex. água de produção, água de fracking (*frackwater*), água recuperada, solução de recuperação, água de refluxo, entre outros. A solução recuperada é armazenada, de forma temporária, em bacias escavadas em superfície. Os perfis construtivos das laterais e da base destas “piscinas de acumulação” não são totalmente padronizados. Essas bacias de contenção temporárias dos efluentes líquidos, , possuem alta vulnerabilidade para vazamentos por “inundações”, em especial nos períodos chuvosos. Assim que o poço é finalizado, a bacia é drenada por caminhões capazes de transportar resíduos perigosos, que destinam os líquidos para estações de tratamento ou para incineradores específicos, relatam os autores.

Aliado a isso, existe ainda o perigo de possíveis acidentes durante o transporte do efluente líquido até seu destino final. Tendo em vista a legislação brasileira (Resolução CONAMA 420/2009), a área do poço de extração, especialmente, da bacia de armazenamento temporário de efluentes, passa a ser considerada como área suspeita de contaminação, demandando, de imediato, estudos futuros, tais como avaliação ambiental confirmatória, avaliação ambiental detalhada, avaliação de riscos. Quanto aos veículos utilizados na destinação de tais resíduos, é fator mandatório para esses estarem em plenas condições de operação para realização de tal tarefa. Todavia, as condições ruins do sistema rodoviário nacional juntamente com a escassez de empresas e órgãos capazes de receber tais resíduos, aumentam ainda mais probabilidade de catástrofes ambientais, diz (SANBERG *et al.*, 2014).

Outra operação com potencial de acidente é durante a exploração do gás retirado dos poços. O gás liberado dos folhelhos traz consigo, além da umidade, uma série de compostos orgânicos sob a forma condensada. Segundo Sanberg *et al.*, 2014, o líquido removido denominado “condensado de gás” é considerado um dos resíduos do fraturamento hidráulico. Uma parcela destes líquidos é armazenada em tanques aéreos, posicionados ao lado do poço de produção, outra parcela remanesce no meio natural, podendo permanecer contida nas camadas de folhelhos, vaziar pelos tubos revestidos do poço e contaminar aquíferos posicionados em profundidades inferiores. Uma última parcela do resíduo “líquido condensado” é carreada com os volumes destinados aos gasodutos que devem estar conectados a uma estação específica que conduz o gás para onde será refinado. As estações finais de refino de gás, via de regra, queimam o condensado em *flares*, ou queimadores.

O próprio gás liberado a partir dos folhelhos pode vir a formar uma fase gasosa de contaminação nos poros dos aquíferos mais rasos. A composição específica do gás de fraturamento hidráulico é muito variável. Além de metano e água, foram encontradas referências indicando a presença de nitrogênio, oxigênio, propano, etano, óxido de carbono, gases nobres, sulfeto de hidrogênio e, compostos derivados da solução de fraturamento (benzeno, tolueno, xilenos, organoclorados, entre outros) que além de poluir o ambiente local, também são agravantes do efeito estufa, concluem os pesquisadores.

A possibilidade de incêndios, e explosões em campos de exploração do gás de folhelho também é outra realidade da técnica. Devido à elevada presença de gases infamantes como, metano, etano, propano, dissulfeto de carbono, sulfeto de hidrogênio, sílica e compostos orgânicos voláteis presentes no próprio gás liberado pelos folhelhos, os quais são presentes durante a exploração como também em casos de abandono do poço, prejudicando diretamente o ecossistema da região e ainda a saúde humana.

Por último, a ocorrência de abalos sísmicos de baixa intensidade são outros possíveis acontecimentos que tende a comprometer a utilização do *fracking* em campos de gás. Após a finalização de um campo de poços, ou mesmo durante sua operação, é possível que, além dos impactos convencionalmente observados, ocorram abalos sísmicos de pequenas proporções 2 a 4 na escala Richter, conforme Ellsworth (2013). Tal evento está diretamente ligado ao arranjo das rochas fraturadas durante as operações de completação dos poços, as quais foram canhoneadas (“explodidas”) visando sua posterior exploração. Esses tremores mesmo não afetando o ambiente de forma direta, tem o potencial de comprometer estruturas; tanques de armazenamento; válvulas de segurança; selos sanitários; depósitos de resíduos ou tanques subterrâneos e por consequência disso, causarem desastres naturais em segundo plano.

Barreiras constitucionais a prática do fraturamento hidráulico no Brasil

No âmbito constitucional, pode-se notar um completo descaso com a legislação ambiental brasileira, quando o assunto é a implementação do fraturamento hidráulico no país para exploração do gás de folhelho. Os eventos ocorridos em um passado não muito distante, certamente comprovam isso.

Enquanto alguns órgãos buscam por acelerar a sua aceitação e aplicar a técnica em escala nacional, o poder federal tenta controlar essa iniciativa utilizando de sua autonomia para garantir que a Constituição seja respeitada. Essas contradições evidenciam ainda mais a controvérsia entre os Poderes nacionais e as entidades ambientais responsáveis, bem como transparecem certa tendenciosidade dessas últimas em aprovar o uso do *fracking* sem garantias de sua segurança ao meio ambiente e a sociedade.

No ano de 2013, a ANP realizou a sessão pública de apresentação de ofertas da 12ª Rodada de Licitações no dia 28 de novembro de 2013, ofertando 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. Dos 240 blocos ofertados, 72 foram arrematados, que totalizam 47.427,60 km² de área arrematada. O bônus de assinatura ofertado foi de R\$ 165,2 milhões e o Programa Exploratório Mínimo (PEM) de 129.761 unidades de trabalho, que correspondem a investimentos exploratórios da ordem de R\$ 503,5 milhões. O conteúdo local médio ofertado foi de 72,61% para a fase de exploração e 84,47% para a etapa de desenvolvimento da produção (Brazil Rounds, 2015).

Contudo, no ano de 2014, a concessão das áreas de exploração foi cancelada por uma ordem judicial do Ministério Públco Federal, baseada na não existência de laudos técnicos ou estudo aprofundados sobre a técnica de fraturamento hidráulico (como é o caso da Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares (AAAS), de acordo com a Portaria Interministerial MME/MMA N° 198 2012, cita Almeida e Colomer (2015) os quais garantissem a sua efetividade frente ao Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama). Outro ponto

associada a essa questão, é que resolução da ANP que regulamenta a atividade de fraturamento hidráulico (Resolução ANP nº 21) foi publicada posteriormente a realização da 12ª Rodada de Licitações, não havendo um consenso entre os órgãos federais quanto aos requerimentos necessários para o licenciamento ambiental do fraturamento hidráulico, concluem os autores.

Atualmente as questões referentes à concessão/exploração do gás natural de folhelho via métodos não convencionais encontram-se em moratória, tendo em vista as decisões judiciais mencionadas.

Novas tecnologias: Enhanced Geothermal System e sua aplicação na exploração do gás de folhelho

No intuito de aprimorar alguns aspectos intrínsecos ao *fracking* (como é o caso da geração de grandes volumes residuais cuja composição química é extremamente nociva ao meio ambiente e a saúde humana), estudiosos desenvolveram uma técnica capaz de utilizar a água residual proveniente do fraturamento com o objetivo de gerar energia e reutilizá-la em um novo poço.

As unidades de geração geotérmica, ou mais comumente conhecidas como sistemas EGS, já utilizadas nos Estados Unidos, tem o potencial de extrair energia de rochas submetidas a diferentes temperaturas nas mais variadas profundidades, com baixa permeabilidade ou não (PÉRES *et al.*, 2016).

A técnica consiste na injeção de água fria nos folhelhos fraturados, que absorverá o calor em contato com a rocha, e posteriormente será direcionada a uma usina geotérmica de tratamento. O fluido é transportado à alta pressão para um reservatório *flash* de baixa pressão, o que leva a parte ainda líquida da água a se vaporizar rapidamente (BEASLEY *et al.*, 2010). A produção se mantém em condições de pressão e temperatura específicas, o que é bom para uma produção elétrica estável. Em caso de uma temperatura muito elevada, podem ser utilizados dois reservatórios *flash*.

Para aumento da geração elétrica, aplicam-se ainda recuperadores de calor ou acréscimo da quantidade de turbinas e de água extraída. Um sistema híbrido (combinando *flash* e binário, com a integração de uma fonte energética externa) também pode aumentar a eficiência do processo (NICOT *et al.*, 2012). Assim, é possível explorar energia em altos níveis de profundidade, e é preferencial que a injeção ocorra em rochas com temperaturas acima de 182°C, para melhorar o rendimento de toda a cadeia, afirma Péres *et al.*, (2016).

Analizando a junção de ambas as técnicas (EGS e o fraturamento hidráulico) algumas conclusões podem ser feitas sobre o assunto. Para Altarock (2014), uma vez que as operações de fraturamento operam em pressões muito mais elevadas, o surgimento de fraturas de tensões são eventos possíveis de ocorrer, requerendo agentes de escoramento para mantê-las abertas. A junção das duas tecnologias prevê um aproveitamento energético do poço de produção de gás, além de recuperação da água disposta em grande volume a altas profundidades, afirma o autor.

Considerando-se que a unidade de geração geotérmica deve estar próxima ao centro da carga para a tecnologia EGS (USDOE - United States Department of Energy, 2010) e associando regiões que se adequem a esta imposição com regiões que tenham reservas de gás de xisto no país (BARBOSA, 2014), três locais apresentaram potencial para desenvolver as duas tecnologias com base em suas reservas de gás de folhelho: Bacia do Parecis, no Planalto Central, com estimativas de volume de 124 trilhões de pés cúbicos de gás; a Bacia do Paraná, na região Sul do país, com estimativas de volume de 226 trilhões de pés cúbicos de gás; e a Bacia Sergipe-Alagoas, no Nordeste Setentrional, (ANP, 2012).

Porém, existem alguma incerteza e riscos ambientais relativos a essa tecnologia. Meier *et al.*, 2015 relatam que os abalos sísmicos associados a técnica são seus principais riscos, e relata a sua ocorrência na Suíça alcançando o valor de 3.6 na escala Richter. Já para GEOFÍSICA BRASIL, (2013), os riscos de vazamento e contaminação de recursos hídricos como o Aquífero Guarani é a questão que merece maior atenção, pois afetaria todo a Bacia do Paraná, agravando ainda mais a crise hídrica nacional.

Péres *et al.*, 2016, concluem seu estudo a respeito da aplicação da tecnologia EGS na exploração de gás via fraturamento hidráulico alertando sobre a necessidade de estudos apurados os quais abrangessem todos os aspectos econômicos, logísticos, operacionais e ambientais, a fim de atestar a sua validade, tendo em vista a complexidade e o impacto ambiental que tais técnicas estão sujeitas.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesse trabalho foi possível realizar um estudo detalhado a respeito da exploração do gás de folhelho no Brasil pela técnica de fraturamento hidráulico. Durante essa pesquisa foram abordados assuntos como: aspectos geográficos relevantes (bacias sedimentares passíveis de exploração); fatos históricos (início da utilização da técnica, países pioneiros); cenário econômico brasileiro (demanda/oferta energética); conceitos e definições inerentes aos métodos de exploração *onshore*; as operações envolvidas no *fracking*; riscos ambientais envolvidos; barreiras legislativas nacionais e uma breve discussão relatando a inserção de novas tecnologias ao fraturamento hidráulico (usinas EGS).

Após a exposição e análise desses tópicos, percebe-se uma grande dificuldade do país em adotar o fraturamento hidráulico como técnica de exploração de gás *onshore*. Certamente, tal complicações pode ser justificada por vários impasses, os quais permeiam entre várias “atmosferas”. No campo legislativo (pela falta de uma legislação concreta, capaz de garantir a legalidade da técnica, sem infringir os princípios da Constituição); no âmbito técnico/ambiental (pela falta de interesse no desenvolvimento de novas tecnologias as quais favorecessem ou diminuíssem os impactos ambientais inerentes ao *fracking*); no âmbito histórico-econômico (pela pouca demanda de gás natural no setor industrial, aliada à competição com a exploração *offshore* e a predominância de hidroelétricas, ou ainda, a preferência por outras fontes naturais de energia, como a biomassa, carvão mineral e

derivados do petróleo); no ponto de vista político (pela falta de incentivo dos governos em apoiar a utilização da técnica ou mesmo, facilitar o seu acesso aos setores privados, mediante incentivos fiscais); na esfera acadêmica (por se tratar de uma técnica que exige um alto conhecimento em vários campos do conhecimento e que já é uma realidade) e primordialmente no campo midiático, por meio de suas plataformas formadoras de opinião, as quais muitas vezes transmitem informações tendenciosas sobre o tema e com pouco conteúdo científico aos seus leitores.

Mesmo mediante a publicação de estudos realizados na área, como por exemplo no estado da Bahia, o qual no ano de 2015 em parceria com a Confederação Nacional da Indústria, buscou expor os benefícios econômicos/sócios de tal metodologia para a região, todas as adversidades citadas fazem com que a técnica de fraturamento hidráulico na exploração de gás de folhelho dificilmente tenha sua viabilidade comprovada e de fato, possa ser aplicada de maneira segura em escala nacional.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, E. Experiência Americana na Exploração do *Shale Gas* e a Aplicação deste Modelo em Outros Mercados. **Instituto de Economia**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <http://www.bnDES.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bnDES_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/seminario/Seminario_Gas_Nao_Convencional/edmar_almeida_ufri.pdf>. Acesso em Fevereiro de 2017.

ALMEIDA, E.; COLOMER, M. Desafios da produção de Gás Não-Convencional no Brasil. **5th Latin American Energy Economics Meeting**. Rio de Janeiro, 2015.

ALMEIDA, E.; FERRARO, M. Indústria do gás natural fundamentos técnicos e econômicos. **Fundamentos Técnicos e Econômicos**. Rio de Janeiro: Synergia: FAPERJ IE/UFRJ: UFF, 2013.

ALTAROCK. Enhanced Geothermal Systems (EGS), 2014. Disponível em: <<http://altarockenergy.com/technology/enhanced-geothermal-systems/>> Acesso em Fevereiro de 2017.

ANP - Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: Reservas Brasileiras de Gás Convencional e Potencial para Gás Não-Convencional. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <http://www.bnDES.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bnDES_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/seminario/Seminario_Gas_Nao_Convencional/olavo_colela_anp.pdf>. Acesso em Fevereiro de 2017.

ANP - Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: Principais Questões Relacionadas aos Riscos da Recuperação de Gás de Folhelho, 2013. Apresentação em Audiência Pública. Disponível em: <<file:///C:/Users/Usuario/Downloads/LUCIANO%20-%20ANP.pdf>>. Acesso em Fevereiro de 2017.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Anuário Estatístico, 2014. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em Fevereiro de 2017.

BARBOSA, V. Brasil tem uma das 10 maiores reservas de gás de xisto. Exame Info, 2014. Disponível em: <<http://exame.abril.com.br/economia/brasil-tem-uma-das-10-maiores-reservas-de-gas-de-xisto/>>. Acesso em Fevereiro de 2017.

BEASLEY, C.; DU CASTEL B.; ZIMMERMAN T.; LESTZ R.; YOSHIOKA K.; LONG A.; RIEDEL K.; SHEPPARD M.; SOOD S.I. Minig Heat – Exploiting Geothermal Energy. *Oilfield Review*, v. 21, n. 4, 2010. Disponível em: < http://www.slb.com/news/inside_news/2010/2010_0615_mining_heat.aspx >. Acesso em Fevereiro de 2017.

BRAZIL ROUNDS. Brasil 12 ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás, 2015. Disponível em: < http://www.brazil-rounds.gov.br/round_12/index.asp >. Acesso em Fevereiro de 2017.

CNI - Confederação Nacional da Indústria: A indústria e o Brasil - Gás natural uma proposta de política para o Brasil. Brasília, 2010. Disponível em: < http://admin.cni.org.br/portal/data/files/00/FF808012F555EE2012F6A4F55411A09/A%20industria%20e%20o%20Brasil%20_Gas_Natural_2011.pdf >. Acesso em Fevereiro de 2017.

EIA - Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays, 2011. Disponível em: < <https://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf> >. Acesso em Fevereiro de 2017.

ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras: Sistema de informação do potencial hidrelétrico brasileiro, 2013. Disponível em: < [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/04-Energia_Hidraulica\(2\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/04-Energia_Hidraulica(2).pdf) >. Acesso em Fevereiro de 2017.

ELLSWORTH, William L. Injeção induzida por terremotos. *Science*, v. 341, n. 6142, 2013.

EPA - Environment Protection Agency. History of Clean Water Act, 2012. Disponível em: < <https://www.epa.gov/laws-regulations/history-clean-water-act> >. Acesso em Fevereiro de 2017.

FRACFOCUS CHEMICAL DISCLOSURE REGISTRY. *Hydraulic Fracturing: The Process*. EUA, 2014. Disponível em: < <https://fracfocus.org/hydraulic-fracturing-how-it-works/hydraulic-fracturing-process> >. Acesso em Fevereiro de 2017.

GEOFÍSICA, BRASIL. Os riscos sísmicos associados à energia geotérmica, 2013. Disponível em: < <http://geofisicabrasil.com/geofisicabrasil/5322-os-riscos-sismicos-associados-a-energia-geotermica.html> >. Acesso em Fevereiro de 2017.

GUIMARÃES, I.B.; ROSSI, L.F.S. Estudo dos constituintes dos fluidos de perfuração: Proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta. 4º PDPETRO, Campinas – SP, 2007.

IEA – International Energy Agency: ETSAP-Technology Brief P02, 2010. Disponível em: < <http://www.iea-etsap.org/web/E-TechDS/PDF/P02-Uncon%20oil&gas-GS-gct.pdf> >. Acesso em Fevereiro de 2017.

JUNIOR, C.A.M. Estudo Sobre os Impactos Ambientais Envolvidos na Utilização da Técnica de Fraturamento Hidráulico na Exploração do *Shale Gas* nos Estados Unidos – Niterói. Universidade Federal Fluminense, 2015. Disponível em: < <http://www.repositorio.uff.br/jspui/bitstream/1/809/1/Carlos%20Alberto%20de%20Mello%20Junior.pdf> >. Acesso em Fevereiro de 2017.

KPMG - Global Energy Institute. Shale Gas: A Global Perspective, 2011. Disponível em: < <http://www.kpmg.com/Global/en/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/Documents/shale-gas-globalperspective.pdf> >. Acesso em Fevereiro de 2017.

LAGE, E. S.; PROCESSI, L. D.; SOUZA, L. D. W.; DORES, P. B.; GALOPPI, P. P. S. Gás não convencional: a experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro, 2013. Disponível em: < <http://www.bnbes.gov.br/bibliotecadigital> >. Acesso em Fevereiro de 2017.

LAW, B. E.; CURTIS, J. B. Introduction to unconventional petroleum systems. "American Association of Petroleum Geologists Bulletin". **AAPG bulletin**, v. 86, n. 11, p. 1851-1852, 2002.

MEIER, Peter M.; RODRÍGUEZ, Andrés Alcolea; BETHMANN, Falko. Lessons learned from Basel: new EGS projects in Switzerland using multistage stimulation and a probabilistic traffic light system for the reduction of seismic risk. In: **Proceedings of World Geothermal Congress** 2015, Melbourne, 19-25 April 2015. 2015. Disponível em: <<https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2015/31023.pdf>>. Acesso em Fevereiro de 2017.

MME - Ministério de Minas e Energia: Empresa de Pesquisa Energética. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Brasília: MME/EPE, 2012.

NICOT, Jean-Philippe; SCANLON, Bridget R. Water use for shale-gas production in Texas, US. **Environmental science & technology**, v. 46, n. 6, p. 3580-3586, 2012. Disponível em: <<http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es204602t>>. Acesso em Fevereiro de 2017.

PÉRES, V.M.; SILVA, L.A.; JESUS, T.C.B.; BARRETO, T.O. A tecnologia *Enhanced Geothermal System* (EGS) e sua aplicação na exploração de gás de xisto no Brasil – uma revisão. **Revista Principia**, 2016. Disponível em: <<http://periodicos.ifpb.edu.br/index.php/principia/article/view/369>>. Acesso em Fevereiro de 2017.

RIBEIRO, W.C. Gás "de xisto" no Brasil: uma necessidade?. **Estudos avançados**. São Paulo: Scielo, 2014. n. 28, v. 82, p. 89-94.

SANBERG, E.; GOCKS, N.R.A.; AUGUSTIN, S.; VEDANA, L.A.; SILVA, C.T.V. Abordagem Técnica e Legal acerca do Fraturamento Hidráulico no Brasil. **XVIII Congresso de Águas Subterrâneas**, 2014.

SOUZA, W.T.; MOUALLEM, C.; CABRAL, I.E.; CURI, A. Perspectivas da produção de Óleo e Gás pelo Método de Fraturamento Hidráulico. Universidade Federal de Ouro Preto, Escola de Minas, Departamento de Engenharia de Minas, 2014. Disponível em: <<http://www.ibram.org.br/sites/1300/1382/00005695.pdf>>. Acesso em Fevereiro de 2017.

TREMBATH, A.; JENKINS, J.; NORDHAUS, T.; SHELLENBERGER, M. Where the Shale Gas Revolution Came From. Government's role in the Development of Hydraulic Fracturing in Shale, 2012. Disponível em: <http://thebreakthrough.org/blog/Where_the_Shale_Gas_Revolution_Came_From.pdf>. Acesso em Fevereiro de 2017.

USDOE - United States Department of Energy: Electricity Generation, 2010. Disponível em: <<http://energy.gov/eere/geothermal/electricity-generation>>. Acesso em Fevereiro de 2017.

USDOE - United States Department of Energy: Top 10 Things You Didn't Know about Enhanced Geothermal Systems, 2015. Disponível em: <<http://energy.gov/articles/top-10-things-you-didnt-know-about-enhanced-geothermal-systems>>. Acesso em Fevereiro de 2017.

WEO - World Energy Outlook: International Energy Agency, 2013. Disponível em: <<https://www.iea.org/Textbase/npsum/WEO2013SUM.pdf>>. Acesso em Fevereiro de 2017.

YERGIN, D. **The Quest: Energy, Security and the Remaking of the Modern World**. New York: Penguin Press, 2011.