

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA

**CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM GESTÃO AMBIENTAL E
NEGÓCIOS NO SETOR ENERGÉTICO**

ANA PAULA COELHO FERNANDES

**POTENCIAL DE RISCOS AMBIENTAIS COM ÊNFASE AOS
RECURSOS HÍDRICOS DECORRENTE DA EXPLORAÇÃO DO
SHALE GAS E MEDIDAS MITIGADORAS**

SÃO PAULO

2014

ANA PAULA COELHO FERNANDES

POTENCIAL DE RISCOS AMBIENTAIS COM ÊNFASE AOS RECURSOS
HÍDRICOS DECORRENTE DA EXPLORAÇÃO DO *SHALE GAS* E MEDIDAS
MITIGADORAS

Monografia para conclusão de Curso de
Especialização em Gestão Ambiental de
Negócios do Setor Energético do Instituto
de Eletrotécnica e Energia da Universidade
de São Paulo.

Orientadora: Msc Renata Rodrigues de
Araújo.

SÃO PAULO

2014

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Fernandes, Ana Paula Coelho.

Potencial de riscos ambientais com ênfase aos recursos hídricos decorrente da exploração do *shale gas* e medidas mitigadoras.

Ana Paula Coelho Fernandes; orientadora Renata Rodrigues de Araújo - São Paulo, 2014

Monografia (Curso de Especialização em Gestão Ambiental e Negócios no Setor Energético) Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo

1. Gás de Folhelho
2. Gás de Xisto
3. *Shale gas*
4. Poluição
5. Recursos Hídricos.

Renata Rodrigues de Araújo (orientadora)

RESUMO

FERNANDES, A. P. C. **Potencial de riscos ambientais com ênfase aos recursos hídricos decorrente da exploração do *shale gas* e medidas mitigadoras.** 2014 Monografia.

(Especialização em Gestão Ambiental e Negócios do Setor Energético) – Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

Este estudo discute os possíveis impactos decorrentes da exploração de *shale gas*, considerando dados quantitativos e qualitativos obtidos a partir da experiência observada nos Estados Unidos. São abordados aspectos de viabilidade e riscos ambientais, sobretudo relacionados à questão hídrica. Considera-se a poluição ocasionada por insumos utilizados no processo, por material extraído que polui o ambiente ou por poluentes pré-existentes na região de exploração que contaminam em especial lençóis freáticos e aquíferos. Adicionalmente, avalia-se com base em uma revisão crítica da literatura o uso de recursos hídricos necessários, sua eventual reutilização e descarte.

Palavras-chave: Gás de Folhelho. *Shale gas*. Poluição. Recursos Hídricos. Gás não convencional.

ABSTRACT

FERNANDES, A. P. C. Potential environmental risks with emphasis on water resources resulting from the exploitation of shale gas and mitigation measures.

(Especialização em Gestão Ambiental e Negócios do Setor Energético) – Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

This study discusses the possible impacts of shale gas exploration, considering both quantitative and qualitative data obtained from the observed experience in the United States. Aspects of feasibility and environmental risks, particularly related to water issue are addressed. Pollution by inputs used in the process for extracted material that pollutes the environment or pre-existing pollutants in the operating region in particular that contaminate groundwater and aquifers is considered. Additionally, it is evaluated based on a critical review of the literature the use of water resources, its possible reuse and disposal

DEDICATÓRIA

*Minha homenagem aos meus pais,
Manoel Soares Coelho e Maria Cesalpina Roberti Coelho (in memoriam),
Que prematuramente se afastaram do nosso convívio,
recebam o meu amor e gratidão, tesouros preciosos
que Deus me concedeu, permaneceram eternamente em
minhas lembranças e principalmente em meu coração.*

*Ao meu amado esposo João Marcos Fernandes, companheiro de todas as horas
com seu apoio constante.*

à minha filha, Nicole Olívia Coelho Fernandes, tesouro que Deus me concedeu.

“Fontes inspiradoras para o meu crescimento espiritual e intelectual .”

E, finalmente,

*Aos meus irmãos Juliana e Marcos, e toda família, por fazerem parte da minha
vida e pelo amor incondicional.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço inicialmente à Deus, fonte de luz inspiradora da inteligência dos homens, que me deu a graça de participar de mais esta luta em prol do conhecimento.

À minha orientadora Renata, pelo incentivo, paciência e valiosos ensinamentos.

Ao meu amado esposo João Marcos, pelo apoio nos momentos mais difíceis que enfrentei na conciliação entre a maternidade e os estudos.

Às minhas, tia e madrinha, Maria e Fátima, pelas incontáveis vezes que acolheram amorosamente minha filha quando estive empenhada nos estudos.

E finalmente,

Aos mestres e professores do Instituto de Energia e Eletrotécnica de USP, bem como palestrantes convidados que me enriqueceram de conhecimentos ao longo do curso.

“ A busca de um equilíbrio entre o desenvolvimento e o meio ambiente será o desafio desta e das próximas gerações, evitando a paralisia econômica e as consequências dolorosas deste mesmo desenvolvimento “

José Goldemberg

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Detalhe de um fragmento de folhelho.....	21
Figura 2 – Limites do reservatório Marcellus.....	23
Figura 3 – Afloramento de folhelho.....	24
Figura 4 – Detalhe de fratura em afloramento de folhelho.....	24
Figura 5 – Comparação perfurações horizontal e vertical.....	27
Figura 6 – Segmentos de tubulação utilizados no revestimento.....	28
Figura 7 – Esquema das etapas de perfuração e revestimento.....	29
Figura 8 – Demonstração da técnica de fraturamento hidráulico.....	30
Figura 9 – Ácido dissolvendo seletivamente minerais.....	34
Figura 10 – Composição volumétrica dos aditivos.....	34
Figura 11 – Ilustra dinâmica dos principais impactos ambientais.....	40
Figura 12 – Principais acidente ambientais	42
Figura 13 – Aspecto geral de alteração paisagística	43
Figura 14 – Reservatório de água.....	44
Figura 15 – Evento de Blowout em poço de exploração de gás.....	47
Figura 16 – Chamas aplicada em torneira.....	50
Fígura 17 – Domínio FracFocus.....	55
Figura 18 – Central de destinação de flowback.....	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Composição química do gás natural.....	17
Tabela 2 – Principais aditivos aos fluidos de fratura (Alemanha).....	31
Tabela 3 – Lista detalhada dos aditivos vinculados ao <i>fracking</i>.....	36
Tabela 4 – Demanda por água para perfuração e fratura de poços.....	37
Tabela 5 – Demanda por água comparada por tipos de combustível...38	

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Evolução da participação das fontes energética.....	20
Gráfico 2 – Incidentes ambientais.....	49
Gráfico 3 – Concentração de metano x distância de poço.....	54

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
2 GÁS NATURAL	17
3 SHALE GAS.....	20
3.1 Geologia.....	20
3.2 Exploração do shale gas.....	25
3.2.1 Perfuração horizontal.....	26
3.2.2 Revestimento.....	28
3.2.3 Fraturamento hidráulico.....	30
3.2.4 Exploração do Shale gas e a demanda por água.....	37
3.3 IMPACTOS AMBIENTAIS.....	38
3.3.1 Potencial de risco.....	38
3.3.2 Casuística de incidentes.....	49
3.3.3 Medidas mitigadoras e manejo dos recursos hídricos.....	54
4 CONCLUSÕES.....	64
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	68

1 – INTRODUÇÃO

O presente trabalho tem por objetivo estabelecer um panorama de evidências no tocante aos riscos ambientais da exploração do *shale gas*, em especial àqueles relativos à contaminação e consumo excessivo dos recursos hídricos, além relatar casuísticas mais relevantes. A pesquisa terá como base artigos científicos e periódicos especializados, bem como reportagens jornalísticas sobre eventos relacionados ao assunto.

Para Odum (2012), a história da humanidade esta intimamente ligada às fontes de energia. Os caçadores e coletores dos primórdios da humanidade estavam integrados a cadeias alimentares naturais em ecossistemas de energia solar, pois quase toda energia entrava ao sistema por sua captação pelas plantas fotossintetizantes responsáveis pelo que os biólogos denominam produção primária.

Com o desenvolvimento da agricultura, a capacidade de suporte melhorou muito, pois os seres humanos passaram a subsidiar a produção primária alimentar. Com o domínio do fogo, a lenha se tornou a principal fonte de energia na cocção de alimentos e, mais tarde, na fundição de metais e outros trabalhos de manufatura. O homem começou a forjar espadas, erguer monumentos e em seguida grandes obras de engenharia, como as pirâmides e catedrais, num vertiginoso aperfeiçoamento técnico e cultural denominado por Bronowski (1973) como “a escalada do homem”, em sua obra de mesmo nome. Hoje vivemos a idade dos “combustíveis fósseis” que fornecem tanta energia que permitiu a nossa população duplicar a cada 50 anos.

Somos hoje dependentes do que Odum (2012) denomina “máquinas serventes” que absorveram grande parte do trabalho antes realizado pelo próprio homem ou pela tração animal. Máquinas estas movidas por energia, como a elétrica, mas, principalmente, por combustíveis fósseis não renováveis. Apesar da busca por outras fontes de energia, em virtude dos riscos ambientais e de previsões de esgotamento de reservas, os combustíveis fósseis são essenciais para dinâmica de nossa sociedade.

A oferta mundial de energia (energia primária) em 2011 era distribuída por fontes energéticas da seguinte maneira petróleo (31,5%), carvão mineral (28,8%),

gás natural (21,3%), energias renováveis (10,0%), energia nuclear (5,1%), energia hidráulica (2,3%), outras (1,0%) (EIA 2.013). Observa-se assim o predomínio dos combustíveis fósseis (80,3%). Isso demonstra a dependência da sociedade moderna em relação aos hidrocarbonetos, utilizados na combustão interna de motores que movimentam a economia mundial.

No entanto, na história da humanidade, que consiste também na história da produção e alocação de excedentes econômicos, é ritmada pelas revoluções energéticas sucessivas, que segundo Sachs (2006) ocorre graças à identificação de uma nova fonte de energia com qualidades superiores e custos inferiores. Lembrando a sucessão histórica: biomassa (madeira) – carvão mineral – petróleo e gás natural. Para aquele autor o começo do século coincide com o início de mais uma revolução energética, esta desencadeada pelo encarecimento do petróleo. Encarecimento este que leva, pelo acoplamento entre o petróleo e os demais, ao encarecimento de todos os combustíveis fósseis, dentre eles o gás, é resultado de duas realidades atuais. Estamos na proximidade do chamado “pico do petróleo”, anunciado por alguns geólogos para as próximas décadas. E vivemos incertezas crescentes à paz, decorrentes da geopolítica explosiva do petróleo, ilustrada especialmente pela recente invasão do Iraque e o surgimento de crescente tensão popular nos países árabes, tornando incerto o abastecimento mundial pelos países que concentram hoje a produção dos hidrocarbonetos fósseis.

Para Campbell (2006), a partir de 1981 o mundo começou a usar mais petróleo e gás convencional do que descobria. Segundo ele, em 2005, para cada cinco barris de petróleo consumidos só um era encontrado em novas reservas, daí a tendência para alta de preços do “ouro negro”. Em abril de 2014, momento de conclusão deste trabalho, o petróleo estava cotado em US\$ 109,240 o barril (Thomson Reuters). O preço do petróleo condiciona o preço de outros combustíveis fósseis, inclusive o gás.

Weigmann (2002) profetiza que: “O petróleo deverá permanecer como a principal fonte de energia mundial até que haja restrições de oferta, após o atingimento do pico de produção mundial”.

De Barros (2007) cita estimativas de que as reservas comprovadas de petróleo atingem cerca de 1 trilhão de barris, o que, considerando a produção anual de

cerca de 25 bilhões de barris ao ano, garante o atendimento da demanda por apenas 40 anos.

A iminência de atingirmos o denominado pico de produção e a alta vertiginosa dos preços do petróleo e gás convencionais tornaram atraentes os depósitos de hidrocarbonetos fósseis não convencionais, dentre eles o *shale gas*. Os elevados investimentos de prospecção e extração, bem como a necessidade de desenvolvimento técnico específico eram barreiras a sua exploração comercial efetiva. Sua viabilidade econômica só foi atingida com a elevação recente dos preços dos combustíveis fósseis, atraindo investimentos que culminaram no aprimoramento das técnicas combinadas de perfuração horizontal e do fraturamento hidráulico.

O *shale gas* pode ser base de fonte energética, devido à existência de grandes reservas com valores estimados e não estimados, e amplamente distribuídas, muitas das quais em países ou zonas econômicas com intensa atividade industrial (STARK, 2012).

A despeito da viabilidade comercial de sua exploração e importância econômica em estabilizar o preço e garantir a demanda por combustíveis fósseis, a indústria do *Shale gas* tem gerado polêmica em questões ambientais, por reviver a fome por combustíveis geradores dos gases do efeito estufa, pois resulta em contaminação do ar por metano (durante a extração) e sua utilização, como todo combustível fóssil, forma dióxido de carbono (CO₂). E também por existirem indícios de graves sequelas aos recursos hídricos, uma vez que as técnicas utilizadas demandam grandes volumes de água na fase de perfuração e, especialmente, para execução do fraturamento hidráulico. Soma-se a isso a produção de um resíduo líquido com aditivos químicos, sais e radionuclídeos, de destinação polêmica; bem como a possibilidade, em tese, de ocorrer difusão de metano aos aquíferos de água potável.

O trabalho tem início com um capítulo sobre o gás natural, descrevendo sua composição, citando vantagens em relação aos outros combustíveis fósseis e formas de sua obtenção. No capítulo seguinte o *shale gas* é apresentado, explica-se a geologia da rocha reservatório e as técnicas empregadas para extração deste gás não convencional. Segue um capítulo que foca aspectos relacionados aos recursos hídricos, no qual são descritos pontos fundamentais da inter-relação destes com a exploração do *shale gas* como: demanda para aplicação das técnicas de perfuração e fraturamento

empregadas; danos ao meio ambiente decorrente desta demanda; contaminações por resíduos da atividade extrativista; casuística de incidentes aos recursos hídricos relacionados ao *shale gas* ou atividades similares, bem como o manejo adequado dos recursos hídricos e dos fluidos residuais. Finalmente, a conclusão procura sintetizar, a partir dos assuntos abordados nos capítulos, uma visão crítica sobre a exploração do *shale gas* com enfoque aos riscos inerentes aos recursos hídricos.

2 - O GÁS NATURAL

O gás natural é uma combinação de gases de hidrocarbonetos que consistem essencialmente em metano (CH₄) e percentagens menores de butano, etano, propano e outros gases, conforme ilustra o Gráfico 1. Estes componentes são inodoros, incolores e quando inflamados liberam uma quantidade significativa de energia. Uma vez extraído, o gás natural é processado para eliminar outros gases, água, areia e outras impurezas. Butano e propano são separados da mistura, por técnicas de condensação fracionada, e comercializados separadamente. Uma vez purificado o gás natural é distribuído através de um sistema de dutos, o chamado gasoduto, alguns se estendendo por milhares de quilômetros, para as finalidades de uso, tais como uso residencial, comercial e industrial.

Tabela 1 – Composição química do gás natural

Metano	CH ₄	70-90%
Etano	C ₂ H ₆	0-20%
Propano	C ₃ H ₈	
Gás butano	C ₄ H ₁₀	
Gás carbônico	CO ₂	0-8%
Oxigênio	O ₂	0-0,2%
Nitrogênio	N ₂	0-5%
O sulfureto de hidrogênio	H ₂ S	0-5%
Gases raros	A, He, Ne, Xe	traço

Naturalgas (2014)

Vidic (2013) destaca que o gás natural surgiu recentemente como uma fonte de energia relativamente limpa, que oferece oportunidade para inúmeros países reduzirem sua dependência das importações de energia. Também pode servir como um combustível de transição que permitirá a mudança do carvão para os recursos energéticos renováveis, ajudando a reduzir as emissões de CO₂.

É medido em qualquer unidade volumétrica ou unidade de energia, sendo de uso comum no meio empresarial a unidade britânica dos “pés cúbicos”, sua comercialização efetivada em milhares de pés cúbicos (FCM) e o dimensionamento de reservatórios em milhões de pés cúbicos (FCB) ou trilhões de pés cúbicos (FCT). Semelhante a outras formas de energia o gás natural pode ser calculado e apresentado em Unidades Térmicas Britânicas (BTU), que consiste na quantidade de calor necessária para elevação em um grau Fahrenheit de uma amostra de uma libra de água sob pressão normal, correspondendo no Sistema Internacional a 252 calorias ou 1.055 joules. Um pé cúbico de gás natural representa cerca de 1.000 BTUs de energia. Empresas de distribuição de gás natural utilizam, ainda, a unidade “termas” para o faturamento do consumo, sendo correspondente a 100.000 BTUs ou 100 metros cúbicos de gás (DOS SANTOS, 2007). Segundo Vagnetti (2009), os Estados Unidos aumentaram suas reservas de gás natural em 6% no período compreendido entre 1970 a 2006, tais adições resultam principalmente da identificação de depósitos não convencionais de *shale gas*.

Todos os hidrocarbonetos gasosos podem ser extraídos do petróleo bruto, a partir do processo de refino, ou do carvão, por meio de sua gaseificação em processo denominado *Coal-to-Gas* (CTG). Em particular, o butano e o propano, extraídos na refinaria, nos gaseificadores de carvão ou nas unidades de processamento de gás natural, acabam constituindo o chamado gás liquefeito do petróleo (GLP) (DOS SANTOS, 2007).

A indústria do metano, ainda segundo Dos Santos (2007) constitui a chamada indústria do gás natural (GN), que é diversa da indústria do GLP. O gás natural e o GLP têm características próprias que os direcionam a usos específicos, ocorrendo algum grau de competição e substituição entre os dois, assim podem ser vistos como complementares.

Com relação às fontes de gás natural, a distinção entre convencionais e não convencionais é decorrente de aspectos relacionados à sua gênese e apresentação. A rocha onde um gás se forma é denominada geradora, sendo em geral rochas sedimentares acompanhadas de elevado grau de matéria orgânica. Condições de elevada pressão e temperatura são fatores determinantes na geração dos combustíveis fósseis, dentre eles o gás natural. Uma vez gerado o gás pode se acumular na própria rocha geradora ou migrar para outro tipo de rocha. As rochas geradoras, em geral folhelhos, apresentam uma baixa porosidade e, como consequência, uma baixa permeabilidade. Gás que se difunde, em escala de tempo geológica, para outras formações, pode se acumular em arenitos de baixa ou alta permeabilidade. Gases que se mantêm no folhelho original, de baixa permeabilidade ou migram para arenito, também de baixa permeabilidade, são denominados não convencionais, enquanto o gás que migra para rochas permeáveis são os convencionais. Depósitos convencionais são de fácil extração, demandando apenas, em tese, uma perfuração até o reservatório, enquanto que, depósitos não convencionais necessitam de técnica especial para contornar a baixa permeabilidade, conceituada como estimulação.

As fontes não convencionais representam agora 46% da produção total de gás nos Estados Unidos, país pioneiro na exploração do *shale gas* e cuja atividade produtiva é referência para os países que planejam a inclusão desta fonte de energia em sua matriz energética, dentre eles o Brasil. Como salienta Vagnetti (2009), a produção a partir de fontes não convencionais de gás aumentou quase 65% nos Estados Unidos, chegando a 8,9 TCF ao ano em 2007. O gás natural, no geral, tem aumentado seu papel estratégico como fonte de energia para o mundo, na opinião de dos Santos (2007), em razão de seu menor impacto ambiental em comparação com as demais fontes fósseis: petróleo e carvão mineral. A utilização do gás natural em equipamentos adequados tende a ser menor poluente, por exemplo, que a queima de óleo diesel. A combustão de gases combustíveis adequadamente processados e em equipamentos corretos pode ser praticamente isenta de poluentes como óxidos de enxofre, partículas e outros produtos tóxicos. Dos Santos (2007) também salienta que a queima do gás natural também apresenta outras vantagens. Por exemplo, possibilita uma combustão de elevado rendimento térmico, bem como controle simples da chama. Assim, podem-se obter reduções na intensidade de consumo de energia na indústria, no comércio ou em residências.

Dos Santos (2007) enfatiza que a humanidade está a caminho de construir o que se pode chamar “civilização do gás”, que seria o predomínio deste tipo de combustível em nossa matriz energética, superando o consumo dos outros combustíveis fósseis que teriam sua participação reduzida ao longo dos anos. É por isso considerado o combustível que fará transição entre a atual por fósseis e a efetiva inserção das fontes renováveis previstas para o final do século.

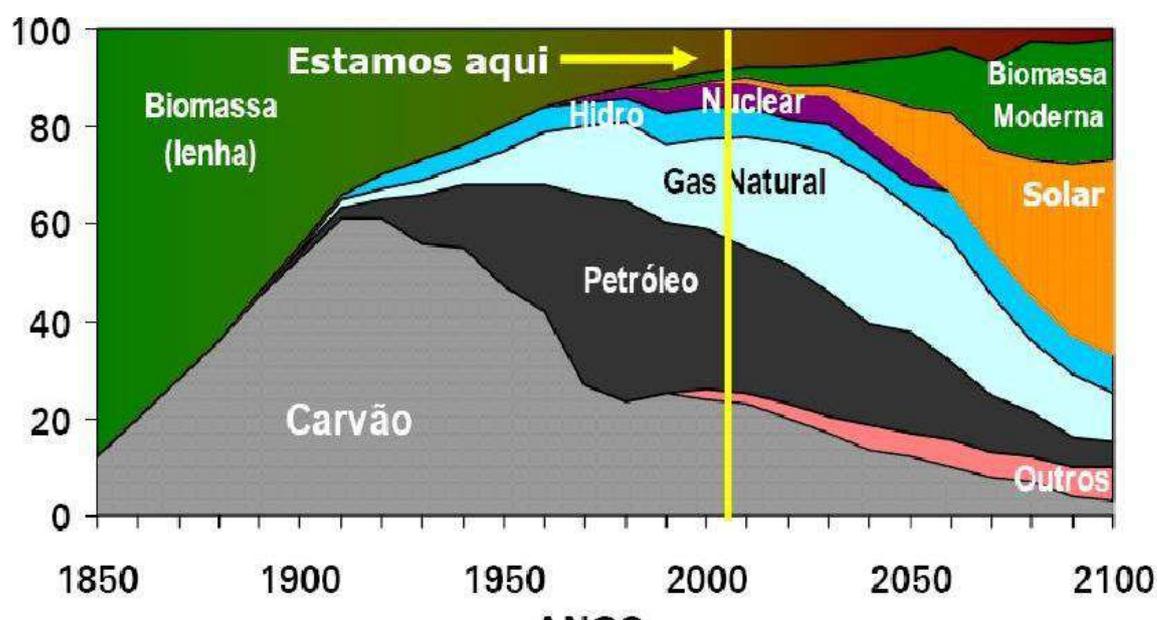


Gráfico 1 – Evolução da participação das fontes energéticas na matriz mundial.

(Nakicenovic 1998)

3 - SHALE GAS

3.1 - GEOLOGIA

Folhelho, também denominado como *shale*, é a rocha sedimentar argilosa mais abundante na terra. É formado por uma fração granulométrica de argila, de composição diversa, com cores variando do vermelho amarronzado ao preto, depositada por decantação em ambiente de baixa energia, o que resulta na constituição de camadas com laminações paralelas que conforme é observável em fragmento de rocha ilustrada na figura 1. Em sua gênese dependendo da pré-existência de material orgânico soterrado, pode ocorrer ao acúmulo de gás confinado entre os grãos.

Na sua formação são fundamentais o intemperismo e erosão, que removem dos afloramentos ígneos os sedimentos detriticos que se depositaram em áreas baixas e planas dos continentes e oceano. Com acúmulo de depósitos sedimentares, os mais antigos vão sendo depositados em profundidade, ocorrendo então a diagênese, ou litificação. Em virtude da granulação muito fina as rochas são muito suscetíveis a rearranjos mineralógicos originando alguns minerais autogênicos (UNESP).



Figura 1 – Detalhe de um fragmento de folhelho, onde nota-se aspecto laminar.

UNESP

Essas rochas possuem um alto conteúdo de matéria orgânica e uma permeabilidade muito baixa, na faixa de 0,000001 mD a 0,0001 mD¹, o que é extremamente baixa se comparada, por exemplo, a um reservatório convencional de arenito situado entre 0,5 mD a 20 mD (King, 2012).

¹ Permeabilidade é a medida da capacidade de um material (geralmente um rocha) para transmitir fluidos. É de grande importância na determinação das características de fluxo dos hidrocarbonetos em reservatórios de petróleo e gás, bem como da água nos aquíferos. A unidade de permeabilidade é o Darcy ou, mais habitualmente, o mili-Darcy ou mD ($1 \text{ Darcy} = 1 \times 10^{-12} \text{ m}^2$). A permeabilidade é usada para calcular taxas de fluxo através da lei de Darcy. Para que uma rocha seja considerada um reservatório de hidrocarboneto explorável, a sua permeabilidade deve ser maior que cerca de 0,1 mD. (ROSA, A. 2006)

No caso particular dos reservatórios de *shale gas*, ou gás de folhelho, sabe-se que a atual rocha reservatório foi na verdade a rocha geradora durante o processo de maturação da matéria orgânica. Portanto, além de ser a geradora e o próprio reservatório, o *shale* apresenta ainda características de rocha selante, configurando, assim, um sistema totalmente independente (JARVIE, 2003).

A presença de hidrocarbonetos somente é possível se, durante o período de acúmulo de matéria orgânica esta não sofrer oxidação. Em um dado ambiente deposicional a camada onde ocorrem taxas mínimas de oxigênio é denominada de *Oxygen Minimum Layer* (OML), se constituindo em um bom local para a deposição e preservação dos recursos marinhos ricos em sedimentos orgânicos (AYERS, 2005).

Um folhelho gerador típico que teria um grande potencial para ser definido como *shale gas* seria aquele rico em matéria orgânica e com o seguinte conjunto de características: coloração escura próxima ao preto; baixíssimas porosidade e permeabilidade; Conteúdo Orgânico Total (TOC) entre 1 – 10%; presença de estratos bem definidos; assinatura de raios gama geralmente maior que 140 API; ocorrência de Pirita (origem em lamas anóxicas onde bactérias anaeróbias foram ativas).

Os reservatórios de *shale gas* são acúmulos “contínuos” de gás natural, se estendendo em grandes áreas geográficas, como por exemplo o reservatório de Marcellus, cujos limites se estendem entre os estados de Nova York, Pensilvânia, Ohio e Virginia, ocupando uma área total de cerca de 95.000 km² (Marcellus Shale Coalition), conforme mostra figura 2.

As acumulações nestes reservatórios se diferenciam das convencionais de hidrocarbonetos em dois aspectos: elas não ocorrem acima de uma base de água, e elas geralmente não são estratificadas por densidade dentro do reservatório, uma vez que o gás, menos denso, é comumente encontrado abaixo de óleo. Isso resultando da permeabilidade reduzida, não ocorrendo a difusão do gás (menos denso) para partes superiores da rocha reservatório.

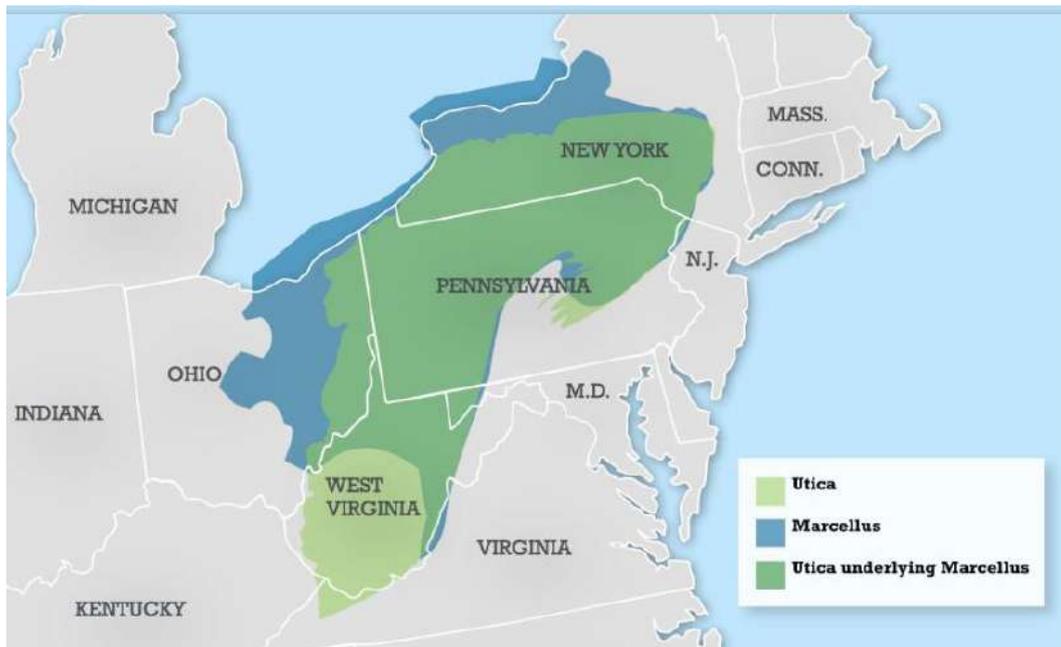


Figura 2 – Limites do reservatório de Marcellus e outros.

Fonte: Marcellus Shale Coalition (2013)

O *shale gas* é um gás natural produzido a partir de formações de folhelho que normalmente funcionam como um reservatório e fonte deste. *Shale gas* é tipicamente um gás seco composto principalmente por metano (90% ou mais), mas algumas formações produzem gás úmido, tais como as formações de Antrim e New Albany, nos Estados Unidos, cuja produção de gás é acompanhada de afloramento de água.

O folhelho, *ou shale*, é uma rocha sedimentar predominantemente composta por partículas do grupo das argilas consolidadas. *Shales* são depositados como lama em deposição em ambientes de baixa energia, tais como planícies de maré e bacias de águas profundas onde refinadas partículas de argila caem de suspensão nessas águas e se depositam lentamente sobre o lodo do fundo. Nos reservatórios de *Shale gas* o que ocorreu é que tais sedimentos finos foram depositados, muito lentamente, acompanhados de matéria orgânica, tais como algas, plâncton, detritos vegetais e fragmentos animais em decomposição. Este material orgânico, submetido às condições de altas temperatura e pressão, quando da submersão de tais extratos rochosos às

camadas inferiores, em virtude da dinâmica da costra terrestre, resulta na formação de hidrocarbonetos fósseis de potencial combustível, como o gás.

Os grãos de argila depositados apresentam configuração tabular e tendem a ficar na posição horizontal e se compactando em lâminas que se litificam em finos extratos do que hoje chamamos de folhelho. A rocha resultante apresenta uma baixíssima permeabilidade, situada, conforme mencionado por Freeze (1979) entre 0,01 a 0,00001 milidarcies. Esta baixíssima permeabilidade significa que o gás formado fica aprisionado no retículo do *Shale* não pode mover-se facilmente dentro da rocha, exceto por períodos geológicos de tempo (milhões de anos).

A estratificação e fratura de folhelho podem ser vistas em afloramentos. Nas figuras 3 e 4, temos a visão geral e detalhe de um afloramento de *shale*, sendo observáveis os extratos típicos em disposição horizontal e uma fratura vertical. Tal fratura é de etiologia em processo natural, porém similar àquelas almejadas na técnica de fraturamento hidráulico conforme será abordado adiante.



Figuras 3 e 4 – Aspecto geral e detalhe de um afloramento de folhelho

Fonte: Vagnetti (2009).

A baixa permeabilidade do *shale* faz com que seja classificado como um reservatório não convencional de gás (FLORES, 2005). Nos reservatórios convencionais a produção de gás é feita a partir de formações em areias ou carbonatos (calcários e dolomitos) cuja estrutura ultramineral revela a existência de poros

interconectados e espaços que permitem o fluxo do gás volátil da formação mineral para o poço (VAZ, 2010). Para Vagnetti (2009), os depósitos de gás convencional lembram uma “esponja de cozinha” com amplos espaços conectados, o que não ocorre nas formações não convencionais de baixa permeabilidade, como o *Shale*, com gás aprisionado em microporosidades não comunicantes. Em virtude disso, sua exploração comercial demanda o que os técnicos chamam “estimulação”, que consiste no fornecimento de energia ao sistema para promover a fluidez do gás confinado. A técnica em uso disseminado nos poços em exploração nos Estados Unidos é o fraturamento hidráulico. No *Shale gas* o gás natural está distribuído em acúmulos em condições diferentes. Parte pode estar confinado em espaço de macro-porosidades, parte nas já mencionadas microporosidades e, finalmente, parte pode estar adsorvido sobre minerais ou matéria orgânica dentro da própria formação rochosa. Poços podem ser perfurados na vertical, porém com baixa produtividade, uma vez que será alcançado apenas o gás retido em macro-porosidades comunicantes que representa parte mínima do reservatório. Pode, ainda, ser utilizada técnica combinada com perfuração horizontal seguida de estimulação por fraturamento hidráulico.

Outros tipos de fontes não convencionais de gás incluem: O *tight gas*, com poços que produzem a partir de arenitos de baixa porosidade. Nestes o gás é geralmente proveniente fora do reservatório e migra em tempos geológicos para dentro de suas microporosidades, utilizam técnicas de exploração semelhantes às aquelas em uso no *Shale gas*; *Coal Bed* Gás Natural (CBNG), nestes poços o gás natural é produzido a partir de camadas de carvão mineral que atuam como reservatórios (Vagnetti, 2009).

3.2 – EXPLORAÇÃO DO *SHALE GAS*

A exploração comercial do *shale gas* se constituía em um problema de ordem técnica até a combinação de duas técnicas especiais: fraturamento hidráulico e perfuração horizontal. Estas, porém não são ferramentas novas na indústria de óleo e gás, como lembra Holditch (2007). O primeiro experimento de fraturamento hidráulico ocorreu em 1947, sendo comercialmente aceito em 1949. Já o primeiro poço horizontal perfurado foi em 1930, estes tornando comuns a partir de 1970.

Dos Santos (2013) relata que inicialmente o *shale gas* era explorado em campos pouco profundos por meio de perfurações verticais simples ou múltiplas, no

entanto, por razões inerentes às características dos reservatórios, conforme já explicado, eram obtidos níveis de produção pouco expressivos. Por volta de 1986, a empresa Mitchell Energy & Development Corporation, operando em *Barbett Shale*, desenvolveu técnica inovadora de estimulação por faturamento hidráulico. Nesta era utilizada um fluido composto de água à qual era adicionada areia e aditivos químicos com propriedades especiais à promoção da estimulação.

3.2.1 – PERFURAÇÃO HORIZONTAL:

A perfuração horizontal é uma derivação da chamada perfuração direcional, esta uma técnica que permite se desviar intencionalmente a trajetória de um poço da vertical para atingir objetivos que não se encontram diretamente abaixo da referência superficial. A perfuração direcional é realizada com várias finalidades, se destacando: atingir reservatórios inacessíveis que estejam abaixo de rios, lagos ou cidades; desviar a trajetória do poço de acidentes geológicos como domos salinos ou falhas; perfurar vários poços de um mesmo ponto, como é o caso da produção na plataforma marítima; desviar de problemas operacionais como a retenção da coluna de perfuração.

O chamado poço horizontal é um tipo particular de poço direcional que apresenta um trecho reto perfurado horizontalmente, aproximando-se de 90°, conforme ilustra a figura 5. São assim criados poços multilaterais, ramificações perfuradas de um mesmo poço chamado poço de origem ou poço mãe, de forma a proporcionar um aumento da produtividade e da recuperação final de hidrocarbonetos. São utilizadas ferramentas denominadas defletoras acopladas à coluna de perfuração, cuja técnica foge ao escopo do presente trabalho.

A perfuração de poços horizontais permite um grande ganho de superfície para captação do gás que é liberado do reservatório, o que é significativo para o folhelho onde a permeabilidade é reduzida, resultando em aumento da vazão.

O fraturamento hidráulico e a perfuração horizontal são técnicas muito bem estabelecidas, a primeira remontando aos anos de 1950 e, a segunda, foi primeiramente utilizada em 1930 ambas em exploração de poços de gás convencional.

A diferença de sua utilização no *Shale gas* consiste na estimulação do reservatório em larga escala.

Melhorias na técnica de perfuração horizontal combinadas com benefícios econômicos resultaram em uso disseminado e evolução, em especial no reservatório *Barnett Shale*. As perfurações horizontais proporcionam uma maior exposição à formação do que um poço, ou até vários poços verticais convencionais.

Segundo Vagnetti (2009), analisando a estrutura de reservatórios em Marcellus, um poço convencional pode resultar na exposição de cerca de 15 metros da formação, de estratos finos, enquanto um poço com perfurações horizontais pode levar a exposição de 1.800 metros no mesmo sítio. Temos assim uma exposição cerca de 100 vezes maior em poços horizontais. Isso revela uma vantagem econômica na utilização destes, pois o custo de investimento em sua construção é apenas 3 vezes superior ao de um poço convencional, consistindo, respectivamente, segundo Vagnetti (2009), em US\$ 2,5 milhões e US\$ 0,8 milhões (excluindo almofada e infraestrutura).

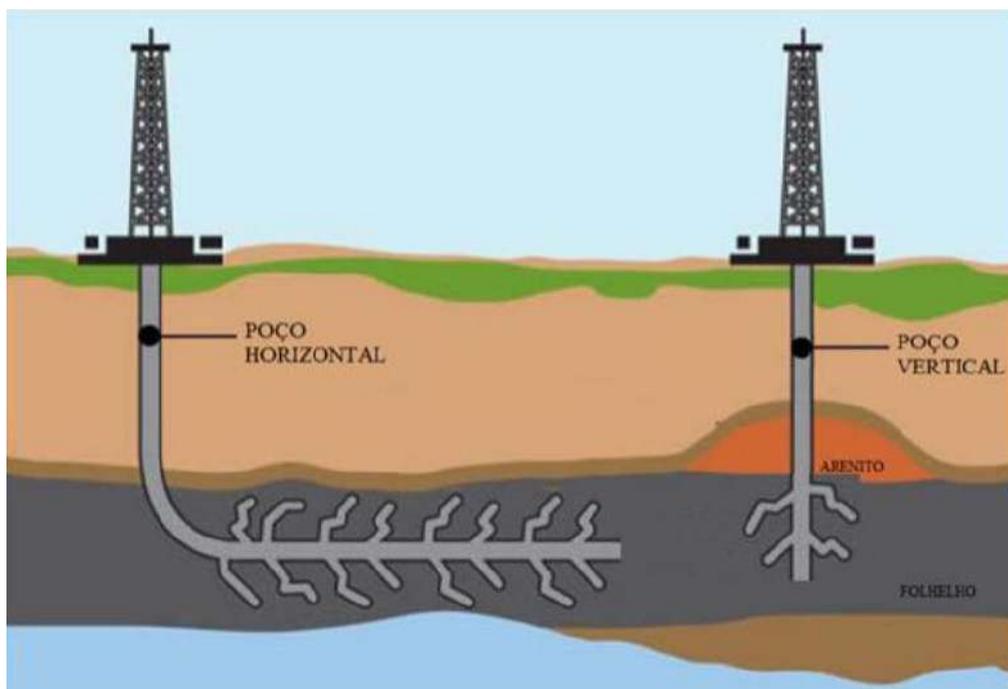


Figura 5 – Posicionamento de um poço horizontal comparado a outro vertical

Fonte: All Consulting, 2008

A perfuração horizontal pode reduzir significativamente o número de almofadas resultando: em estradas de acesso únicas, redução de rotas de gasodutos e instalações de produção. Tudo isso demanda menor custo de investimento e, ao mesmo tempo, um menor impacto ambiental pela fragmentação de habitats e, desta forma, diminuindo sua pegada ambiental.

3.2.2 – REVESTIMENTO:

O poço, de petróleo ou gás, é perfurado em fases, cujo número irá depender de características das zonas rochosas a serem perfuradas e da profundidade final a ser atingida. Este número pode variar entre 3 a 8 e cada fase é concluída com a descida de uma coluna de revestimento e posterior ancoragem por cimentação, formando um conjunto sustentação e vedação denominado revestimento. O componente central do sistema de revestimento consiste em um arcabouço em tubos de aço, formando um sistema que isola a luz do poço das formações rochas atravessadas pela perfuração, figura 6. Tal revestimento deve ser capaz de resistir a elevados níveis de pressão, compressão, tensão e de forças de flexão a que será submetido durante a operação do poço. Na legislação dos Estados Unidos é responsabilidade da empresa de perfuração ou, engenheiro da empresa subcontratada para concepção da estrutura do poço, estabelecer seu dimensionamento adequado (DEANE-SHINBROT, 2014).



Figura 6 – Segmentos de tubulação de aço utilizados no revestimento de poço.

Deane-Shinbrot (2014)

As fases do revestimento, que acompanham as fases de perfuração, consistem em: revestimento condutor, revestimento de superfície, revestimento intermediário e revestimento de produção.

O revestimento condutor tem o maior diâmetro dos quatro invólucros e uma vez impulsionado no lugar, ele serve como empilhamento estrutural, mantendo o sedimento não consolidado no lugar durante a perfuração. Após sua inserção ele é cimentado no local, a fim de proporcionar a máxima estabilidade e isolar o poço de todas as águas subterrâneas rasas. Em seguida, segue a perfuração do poço, o lençol freático é ultrapassado e o segundo revestimento, de superfície é inserido e cimentado. Este revestimento, de superfície, tem objetivo de bloquear a entrada de água pra dentro do poço e, ao mesmo tempo, protege o lençol freático da contaminação dos fluidos que serão aplicados tanto no prosseguimento da perfuração, quando na fratura hidráulica. Segue os revestimentos intermediários e o revestimento produtor, conforme ilustra figura 7.

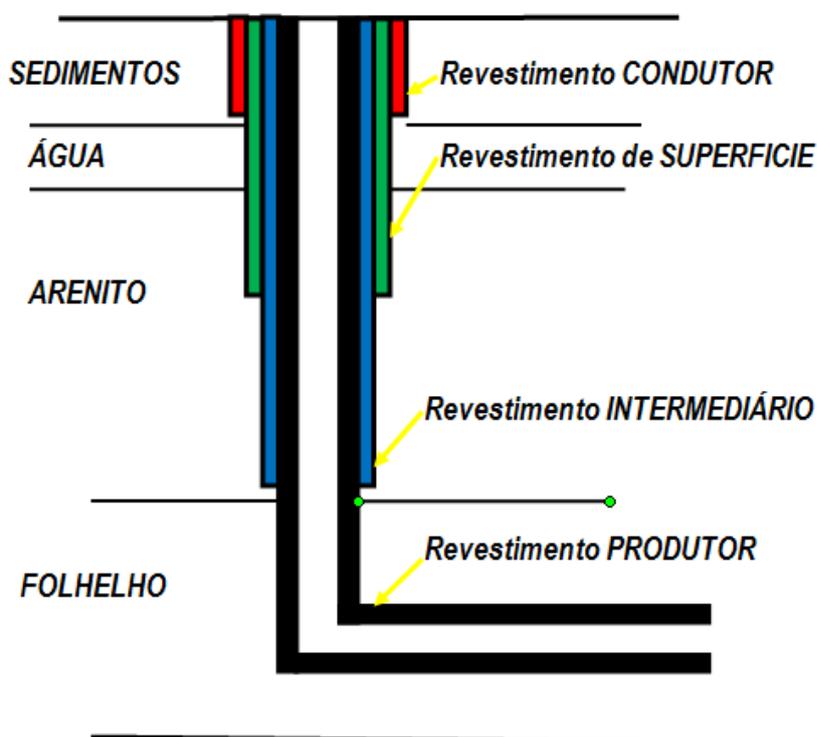


Figura 7 – Esquema das etapas da perfuração e dos revestimentos em um poço para Shale gas em quatro fases.

Elaboração própria a partir de dados de Marcellus Shale Coalition.

3.2.3 - FRATURAMENTO HIDRÁULICO

As formações de *shale gas* são, de longe, as estruturas mais impermeáveis para obtenção de gás, exigindo maior esforço para acesso aos poros de retenção deste. Desta forma são necessárias técnicas de estimulação, destinadas a aumentar a produtividade ou a injetividade de um poço. O fraturamento hidráulico é apenas uma das técnicas de estimulação, outras são o fraturamento ácido e a acidificação da matriz. Foi desenvolvida no ano de 1940, portanto não é uma técnica recente, e já foi utilizada em alguns milhões de poços, conforme relata Thomas (2001). O marco da técnica ocorreu em 1947 em um poço de gás operado pela companhia Stanolind Oil, no campo de Hugoton, em Grant County, no estado de Kansas, EUA (HOLDITCH, 2007). Sua utilização não é exclusividade do setor energético, sendo também utilizada para ampliar a capacidade produtiva de poços artesianos, com produção de fraturas para interligação de depósitos rochosos (DA SILVA, 2010).

Inicialmente podem ser utilizados explosivos no interior da camada, com o objetivo de criar fissuras, perfurando o revestimento de exploração. Estas são ampliadas mediante a injeção de água pressurizada, permitindo o acesso ao maior número de poros, sitio onde está confinado o gás a ser extraído, conforme ilustra a Figura 8.

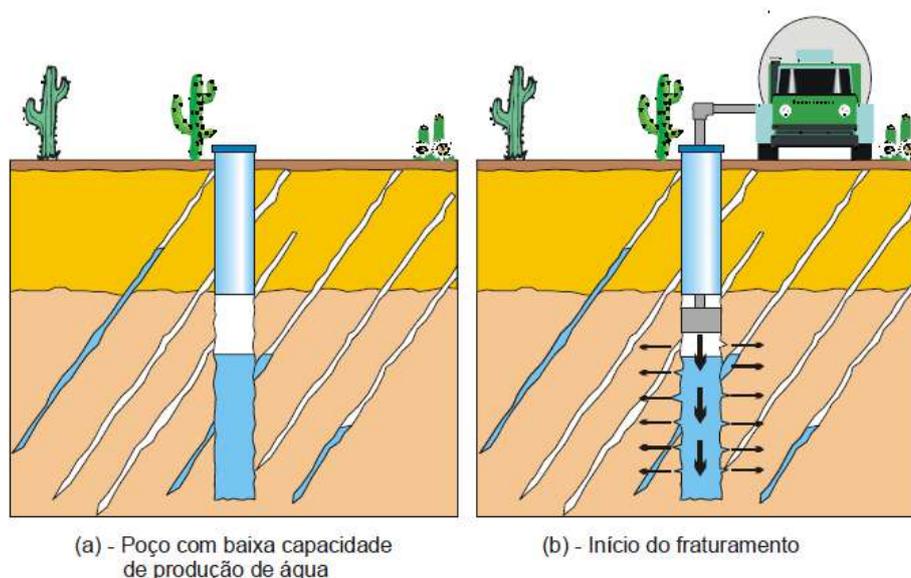


Figura 8 – Demonstração da técnica de fraturamento hidráulico

(Fonte: Da Silva, 2010)

Para a manutenção das fissuras após a redução da pressão é adicionada areia como propante, resultando na incrustação de grãos no interior daquelas, impedindo seu colapso durante o refluxo da água para uma contínua extração do gás.

Produtos químicos diversos também são adicionados ao fluido para reduzir o atrito e homogenizar a suspensão de areia, resultando em um composto com características de gel. Tais aditivos podem chegar a 2% do volume deste e sua exata composição não é divulgada nos Estados Unidos por ser considerado segredo comercial (WOOD, 2011). A tabela 2 apresenta uma lista os aditivos presentes em fluidos de fraturamento na experiência europeia.

Tabela 2 – Algumas dos principais aditivos aos fluidos de faturamento na Baixa Saxônia, Alemanha, e sua classificação pelo sistema GHS².

Número CAS	Substância	Fórmula	Impacto na Saúde	Classificação GHS
111-76-2	2-butoxi etanol	$C_6H_{14}O_2$	tóxico	GHS07 
26172-55-4	5-cloro-2-metil-2H-isotiazole-3-ona	C_4H_4ClNOS	tóxico	GHS05  GHS08  GHS09 
2682-20-4	Metil-2H-isotiazole-3-ona	C_4H_5NOS	tóxico	GHS05  GHS08  GHS09 
9016-45-9	Nonilfenol - etoxilato	$C_mH_{2m+1}^-$ $C_6H_4OH(CH_2CH_2O)_n$	tóxico	GHS05  GHS07  GHS09 
75-57-0	Tetrametil-cloreto de amônio	$C_4H_{12}ClN$	tóxico	GHS06  GHS07 

Fonte: Wood et al (2011)

² O acrônimo GHS se refere ao Sistema Globalmente Harmonizado (*Globally Harmonised System*), que consiste em um sistema global de classificação de produtos químicos e padroniza sua comunicação por rótulos e símbolos. Neste sistema temos: GHS05 = risco de corrosão cutânea; GHS06 = toxicidade aguda (oral, cutânea e respiratória); GHS07 = toxicidade aguda e a órgãos específicos associada a irritação cutânea e respiratória; GHS08 = mutagenicidade, carcinogenicidade e toxicidade reprodutiva; GHS09 = perigoso ao meio ambiente;

Trata-se de técnica destinada ao estímulo da formação, que consiste em aumentar a permeabilidade da rocha, permitindo que o gás confinado nesta flua mais facilmente em direção ao poço. Envolve o bombeamento de um fluido com vazão e pressão predeterminadas para gerar fraturas e fissuras na formação alvo. Os fluidos de fratura são principalmente formados pela água misturada com aditivos que ajudam o transporte da areia propante ao íntimo das fraturas para que estas sejam sustentadas, pois estas se fechariam quando o bombeamento de fluido seja interrompido. Fluidos adicionais são necessários para manter o fundo do poço com pressão para acomodar a ampliação da fratura aberta na formação.

Cada formação rochosa tem variabilidades naturais inerentes, resultando em diferentes energias requeridas para efetivação da fratura e estimulação correspondente. Desta forma o fraturamento deve ser planejado com relação às propriedades da formação alvo, devendo ser identificada a pressão necessária para ocorrência das fissuras e sua extensão ao nível desejado. É um processo de engenharia que deve ser projetado com especificidades à formação alvo, demandando prévios conhecimentos levantados do sítio por técnicas geologia e geofísica (King, 2010). Este autor relata o moderno aperfeiçoamento da técnica de fraturamento hidráulico que incluem a de multi-estágio de fraturamento em poços horizontais e utilização dos fluidos denominados *slickwater* com viscosidade mínima. Com exposição de superfícies de até 9 milhões de m² no íntimo das fraturas, estas tecnologias tornaram disponíveis enormes reservas antes, poucos anos atrás, indisponíveis. As próximas gerações de aperfeiçoamentos técnicos incluem: fraturas híbridas, fraturas complexas, estabilidade de fluxo de fratura e métodos de neutralização de água utilizada. Todas destinadas à uma maior eficiência de captação de gás e menor potencial de impactos ambientais.

Para King (2010), algumas lições devem ser aprendidas destes 30 anos de exploração do *shale* em território americano: não existem dois reservatórios iguais, pois variam enormemente em permeabilidade, densidade, profundidade, mesmo em trechos dentro de um poço. Estas diferenças determinam mudanças no planejamento da estimulação para obter a melhor recuperação de gás. Não há um projeto ideal para poços de *shale* em virtude das diferenças observadas. Este autor alerta ainda que um punhado de empresas detêm o domínio técnico da exploração do *shale gas* e estas têm empurrado

seus próprios protocolos como uma vantagem competitiva. Existem, no entanto, muitos avanços técnicos, com embasamentos sólidos, relatados na literatura técnica, e King (2010) em seu trabalho relata e define muitos deles. Estes desenvolvidos pela comunidade acadêmica e entidades governamentais podem ser incorporados no aprimoramento das técnicas de uma forma mais científica.

Os fluidos de fraturamento utilizados para estímulos em poços de *shale gas* consistem principalmente de água (98 a 99,5%) à qual são adicionados aditivos químicos. O conjunto de aditivos empregados, e suas concentrações relativas variam de acordo com algumas características da formação a ser estimulada e em virtude de variações de técnica entre diferentes operadores. Um fluido de fraturamento típico costuma apresentar concentrações muito baixas de 3 a 12 aditivos químicos, dependendo das características da água e da formação de *shale gas* a ser fraturada.

Cada componente é destinado a propósitos específicos. Um aditivo de propriedades surfactantes é adicionado de forma a facilitar a manutenção do estado de suspensão da fração particulada. Esta representada por grânulos de areia, e denominada de propante, têm a função, ao penetrar em uma fissura, de mantê-la aberta, uma vez que, ao ser reduzida a pressão a pressão desencadeadora das fraturas, estas tenderiam a se fechar. Um componente essencial é o redutor de atrito que garante que o fluido bombeado em alta pressão carregue efetivamente a areia até as fissuras, pois o atrito contra a superfície das rochas, sem este aditivo, resultaria na deposição do propante no traço inicial de fratura sem atingir a microfissuras surgidas no íntimo da rocha. A utilização de redutores de atrito permite, ainda, uso de uma menor pressão de injeção requerendo menor resistência ao sistema condutor. Substâncias biocidas são adicionadas para impedir o crescimento de microorganismos e para reduzir a incrustação biológica. Sequestradores de oxigênio e outros estabilizantes são destinados a prevenir a corrosão de metais da coluna de perfuração e dos dutos. Ambos os aditivos, biocidas e sequestradores de oxigênio, bem como aqueles denominados de inibidores de corrosão, permitem um ganho de vida útil aos equipamentos. Ácidos são utilizados para remover a lama de perfuração e, por dissolução seletiva de certos minerais, como carbonatos e silicatos (Xavier, 2013). Desta forma facilita a própria fratura pela formação de fissuras iniciais, a partir da qual a pressão empregada agirá. Figura 9.

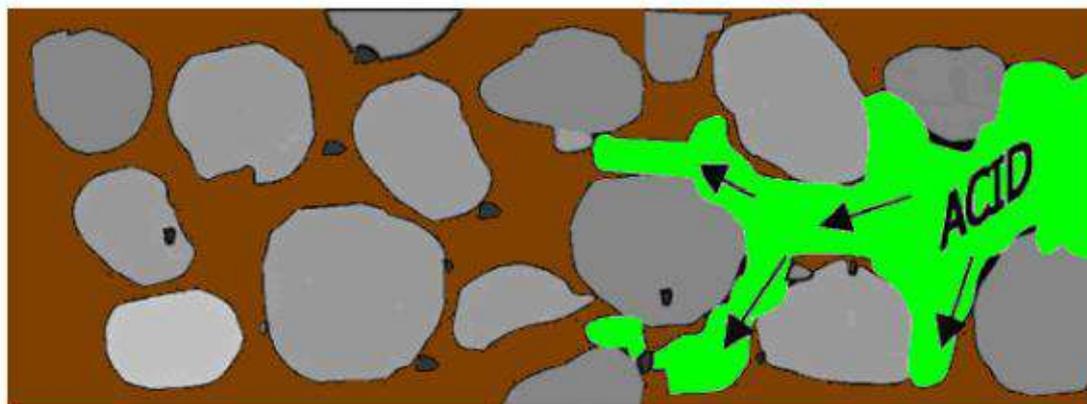


Figura 9 – Ácido dissolvendo seletivamente minerais na estrutura da rocha.

Xavier (2013)

O fluido de fraturamento não é apenas utilizado para criar fraturas na formação rochosa, mas também para estabilizar a luz do poço que poderia colapsar em alguns pontos e escorar as fraturas e fissuras pela areia que é carregada por ele (VAGNETTI, 2009). A figura 8 representa o volume médio de cada grupo dentro da composição de um fluido típico. Já a tabela 3 relaciona os principais aditivos encontrados em fluidos de fraturamento, suas características químicas e funções.

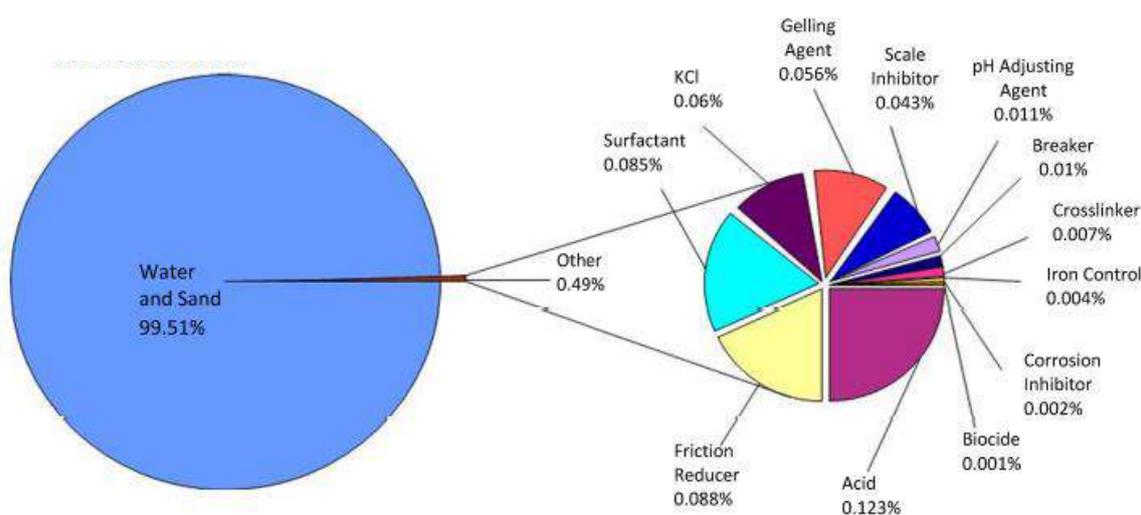


Figura 10: Composição volumétrica dos aditivos em um fluido de fraturamento típico.

Fonte: Vagnetti (2009)

A concentração de cada aditivo pode variar para atender às necessidades específicas de cada área de exploração. Desta forma não existe uma formulação padrão e as empresas que os fornecem têm desenvolvido numerosos compostos com propriedades funcionais semelhantes e utilizados para mesma finalidade em ambientes bem diferentes.

A diferença entre as formulações de aditivos pode ser tão pequena como uma alteração na concentração de um único aditivo. Não é incomum para algumas formulações de fluidos serem omitidas algumas categorias de compostos se suas propriedades não são necessárias para a aplicação específica, em virtude de garantia aos segredos de propriedade industrial. Isso não é inerente apenas na atividade de fraturamento hidráulico, a maioria dos processos químicos industriais é mantida em sigilo pelas grandes corporações.

Além disso, grande parte dos processos industriais usa produtos químicos e quase todos podem ser perigosos em grandes quantidades ou se não tratados adequadamente após o uso. Vagnetti (2009) cita o exemplo do cloro, utilizado no tratamento da água para fim doméstico. Este quando manuseado corretamente e nas concentrações indicadas é seguro aos trabalhadores e moradores e fornece ao final água potável para a comunidade, porém concentrações altas podem resultar em riscos à saúde humana.

Vagnetti (2009) defende que, conforme exemplo dado em relação ao uso rotineiro do cloro, os aditivos presentes no fluido de fraturamento podem ser perigosos, mas são seguros se dosados nas quantidades indicadas e devidamente tratados após o uso, conforme normas preconizadas pela indústria. Outros aditivos são compostos comuns que as pessoas já entram em contato rotineiramente na vida cotidiana.

Um aspecto a ser considerado sobre o fluido de faturamento é a diversidade de formulações, não sendo um composto padronizado. Conforme salienta Xavier (2013), cada operação requer uma análise especial para que o fluido escolhido cumpra as diversas funções a ele reservadas. Ao longo do tempo foram desenvolvidos vários tipos de fluidos de faturamento para se adequarem aos diferentes reservatórios de petróleo e gás existentes. Os tipos de fluidos de faturamento incluem: fluidos a base de água, fluidos a base de óleo, fluidos multifásicos e fluidos a base de tensoativos. Os fluidos a base de água são os mais utilizados, mas como deixam resíduos insolúveis na

rocha reservatório, surgiu a necessidade de se desenvolver fluidos mais limpos, como são os fluidos a base de tensoativos, considerado livre de sólidos insolúveis.

Tabela 3 – Relação dos principais aditivos e componentes de um fluido de fraturamento típico.

COMPONENTE / TIPO DE ADITIVO	EXEMPLO	PROPOSITO	VOLUME
ÁGUA		TRANSPORTA PROPANTE E PRODUZIR PRESSÃO	90,000%
PROPANTE	SILICA ou AREIA DE QUARTZO	MANTER FRATURAS ABERTAS 9,5%	9,500%
ÁCIDO	ÁCIDO CLORÍDRICO	DISSOLVER MINERAIS e INICIAR RACHADURA	0,120%
REDUTOR DE ATRITO	POLIACILAMIDA, ÓLEO MINERAL	MINIMIZAR ATRITO ENTRE FLUIDO E TUDO	0,090%
SURFACTENTE	AUMENTAR A VISCOSIDADE	ISOPROPANOL	0,090%
SAL	CLORETO DE POTÁSSIO	EQUILÍBRIO OSMÓTICO AO MEIO	0,060%
GELIFICANTE	GOMA, HIDROXIMETIL CELULOSE	MANTER PROPANTE EM SUSPENSÃO	0,060%
INIBIDOR DE INCRUSTAÇÕES	ETILONOGLICOL	IMPEDIR INCRUSTAÇÕES NO TUBO	0,400%
TAMPÃO	CARBONATO DE SÓDIO OU POTÁSSIO	AJUSTAR O PH	0,010%
BREAKER	PERSULFATO DE AMONIA	EVITAR AQUEBRA DO POLÍMERO	0,010%
CROSSLINKER	SAIS DE BORATO	MANTER VISCOSIDADE NO AUMENTO DE TEMPERATURA	0,007%
FERRO CONTROLE	ÁCIDO CITRÍCO	EVITAR PRECIPITAÇÃO DE SAIS DE FERRO	0,004%
INIBIDOR DE CORROSÃO	N-DIMETIL FORMAMIDA	EVITA CORROSÃO DO TUBO	0,002%
BIOCIDA	GLUTARALDEÍDO	ELIMINA BACTÉRIAS	0,001%

Fonte: King (2012)

3.2.4 – EXPLORAÇÃO DO *SHALE GAS* E A DEMANDA POR ÁGUA.

Uma questão crucial é a demanda por água, o que pode ser um obstáculo em regiões como, por exemplo, na China, onde há reservas de folhelho próximas a regiões que sofrem com escassez de água. Existe uma variação de demanda local, resultado de características da formação que é explorada. O volume médio de água utilizado para perfuração e fraturamento nas principais formações de *shale* exploradas nos Estados Unidos, bem como o volume estimado de recuperação de gás são apresentados na tabela 4.

Tabela 4 – Volume de água consumida nos processos de perfuração e fraturamento e volume de gás recuperado em poços localizados nas principais formações em exploração nos Estados Unidos.

Localidade da plataforma	Quantidade média de água utilizada por perfuração. Litros / galões.	Produção estimada de gás durante a vida útil de uma perfuração. m ³ / pés cúbicos
Fayetteville	15.386.025 / 4.065.000	61.600.000 / 2.200.000.000
Barnett	12.869.000 / 3.400.000	74200000 / 2,650,000,000
Marcellus	15.518.500 / 4.100.000	3,750,000,000
Haynesville	15.140.000 / 4.000.000	6,500,000,000

Fonte: Holditch 2007

Ainda que estes volumes sejam grandes, por si mesmos, eles são relativamente modestos em comparação ao uso da água na produção de outros recursos energéticos.

Considerando, por exemplo, que um típico poço de *shale gas* da Barnett produz aproximadamente 2,65 bilhões de pés cúbicos de gás (75 milhões m³) ao longo de sua vida útil, a quantidade de água usada para produzir este gás é de aproximadamente 5,6 litros para cada mmBtu (CHESAPEAKE ENERGY, 2012). Isto representa menos de 20% do volume de água necessária para produzir 1mmBtu de

carvão já pronto para queimar numa central termoelétrica, ou ainda, 0,05% da água necessária para produzir a mesma energia equivalente de etanol, conforme demonstrado na Tabela 5.

Tabela 5: Exigência de água para diferentes recursos energéticos

<i>Recurso energético</i>	Variação de litros de água por MMBTU usados na produção de energia
<i>Shale gas</i> – Companhia Barnett	5,56*
<i>Shale gas</i> – Companhia CHK	2,27 – 6,81*
Gás Natural Convencional	3,79 – 11,36
Carvão (sem transporte de <i>slurry</i> **)	7,57 – 30,28
Carvão (com transporte da <i>slurry</i>)	49,21 – 121,13
Nuclear (urânio pronto para uso em uma usina)	30,28 - 53
Etanol combustível (a partir de milho irrigado)	9501,38 – 110155,42
Biodiesel (a partir de soja irrigada)	52995,74 -283905,73

Fonte: Araújo (2013), com base em dados de IGU, 2012 e MANTELL, 2009, dados de *Shale gas* – Companhia Barnett, CHESAPEAKE ENERGY, 2012.

*Não inclui processamento que pode acrescentar até 7,57 litros por MMBTU.

** *Slurry* é um resíduo líquido derivado da lavagem do carvão.

Nota: Valores foram convertidos de galões para litros.

3.3 – IMPACTOS AMBIENTAIS

3.3.1 – POTENCIAL DE RISCO

Inicialmente é oportuno ressaltar que, conforme Angel (2012), em qualquer atividade humana, em particular na atividade industrial, ou extrativista (petróleo, gás, minerais) ou de transformação (química, alimentos, etc.) existem riscos para a saúde, segurança e meio ambiente, que devem ser geridos de modo eficiente através das melhores práticas possíveis guiadas por regulamentos e normas impositivas.

Todo incidente deve ser investigado e, no aperfeiçoamento da técnica ou processo, seu determinante deve ser reduzido ou, quando possível, totalmente afastado. Em resumo, devem ser levantados os riscos hipotéticos e linhas de ação que poderiam ser adotadas para minimizar, mitigar ou evitá-los.

Foster (1988) salienta em seus estudos a necessidade de um reconhecimento efetivo de que as águas subterrâneas constituem uma reserva estratégica e vital para o abastecimento público, que remeteria a uma especial preocupação com a proteção dos aquíferos. Aos riscos crescentes de contaminação destes, decorrentes de diversas atividades antrópicas, tais como: aumento e diversificação de produtos químicos poluidores descartados; lançamento in natura de esgotos e efluentes industriais, em larga escala; uso de fertilizantes e pesticidas na agricultura; assistimos agora ao incremento de águas residuais do fraturamento hidráulico, decorrentes da exploração de gás, sobretudo nas formações de *Shale*, agora nos Estados Unidos, e futuramente em outros países detentores de reservas, dentre eles o Brasil.

Krupnick (2013) enfatiza que o desenvolvimento do *Shale gas* nos Estados Unidos é caracterizado por uma aparente falta de consenso sobre as suas implicações ambientais, econômicas e sociais. Se, por um lado, o *Shale gas* oferece uma grande promessa como uma fonte de baixo custo para geração de energia elétrica, para o consumo em residências ou comércio, e até mesmo como combustível de veículos. Por outro lado, os temores da população sobre seus efeitos ambientais ameaçam obscurecer ou eliminar essas perspectivas.

Vengosh (2014) destaca que o rápido incremento da exploração do *Shale gas*, através das já citadas técnicas de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico, ampliou a extração de hidrocarbonetos nos Estados Unidos. A ascensão deste gás no contexto norte americano tem provocado um intenso debate público sobre os potenciais efeitos ambientais e de saúde humana decorrentes da técnica empregada. Em seu artigo apresenta uma revisão crítica dos riscos potenciais que as operações em curso nas formações de *Shale* representam para os recursos hídricos, identificando quatro: a contaminação dos aquíferos rasos por gases de hidrocarbonetos fugitivos; contaminação de águas de superfície e subterrâneas rasas decorrentes de derramamentos ou vazamentos de resíduos do fluido empregado; eliminação de águas residuais tratadas inadequadamente; acúmulo de elementos tóxicos ou radioativos no solo; *overextraction*,

que seria uma retirada de água dos mananciais, para emprego na técnica, superior a capacidade de reposição do sistema hídrico. Figura 11.

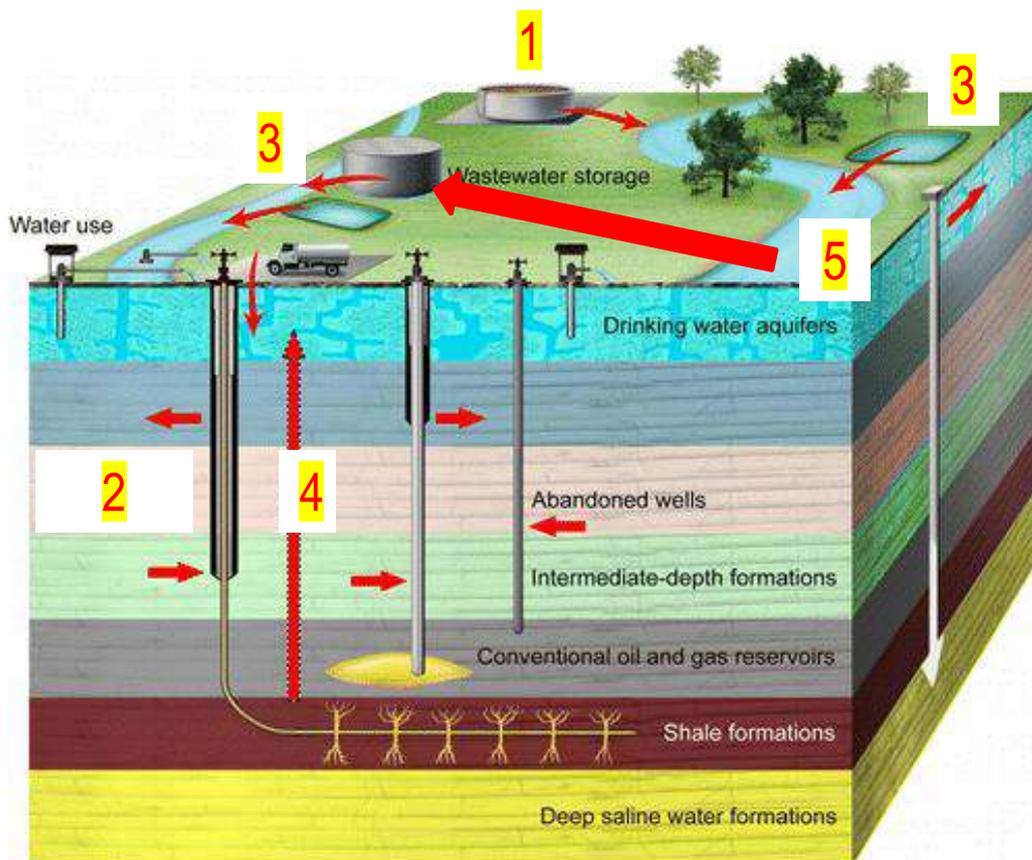


Figura 11 – Ilustra a dinâmica de principais impactos ambientais aos recursos hídricos decorrentes da exploração do Shale gas. 1 = descarte de águas residuais tratadas de forma inadequada; 2 = vazamento de fluidos e gases por falhas no sistema de revestimento; 3 – descarte de água residual sem tratamento; 4 = fuga de gases pelo sistema de fraturas; 5 – overextraction, uma retirada excessiva de água da fonte.

Modificado de Vengosh (2014)

Para Vidic (2013) as técnicas de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico, práticos na indústria do Shale gas, não estão livres de riscos ambientais, enfatizando aqueles relacionados com a qualidade da água regional, como a migração de gás, transporte de contaminantes através de fraturas naturais, descarga de águas residuais, e derramamentos acidentais.

Vengosh (2014) afirma que a análise dos dados publicados (até janeiro de 2014) revelam evidências de contaminação difusa por gás às águas de superfície em áreas de intenso desenvolvimento do Shale gas, bem como o acúmulo esperado de isótopos de rádio em alguns locais de eliminação de derramamento. No entanto a contaminação direta das águas subterrâneas rasas e profundas, a partir do fluido de fraturamento, em técnica bem empregada, permanece controversa.

Para Krupnick (2013) o entendimento desta questão é dificultado por vários fatores, incluindo sua complexidade, a falta de dados e valores diferentes em torno de como a sociedade deve equilibrar a incerteza sobre os riscos da ação como os riscos da inação. Disso resulta uma paisagem política dominada por opiniões fortes e contraditórias. Detratores da indústria do *Shale* tem sido acusados de realizar estudos tendenciosos, imprecisos e enganosos. Quando a Agência de Proteção Ambiental dos EUA passou a regular, ou até mesmo estudar os riscos, foi acusada pelos críticos de prejudicar a indústria. Por sua vez organizações ambientalistas observam com suspeitas os acadêmicos que defendem a indústria extrativista do *Shale*, afirmando que estes, bem como os legisladores que aprovam leis que favorecem o incremento da atividade, seriam cooptados pelo *lobby* do *Shale*.

Elaborando projeto para a organização não governamental Resources For The Future, Krupnick (2013) enviou questionários para um grupo de 215 especialistas, de diferentes formações acadêmicas e que trabalhavam em ambientes distintos, tais como órgãos governamentais, indústrias, universidades e grupos ambientais, para obter um consenso sobre os riscos ambientais acoplados à indústria do *Shale gas*. Apresentando panorama de 14 possíveis acidentes para que fossem avaliadas suas probabilidades de ocorrência e da gravidade esperada. Para ele as principais categorias de acidentes seriam: acidentes no transporte de resíduos; falhas no sistema de revestimento; falha na cimentação deste revestimento; ocorrência de *blowout* em superfície; ocorrência de *blowout* subterrâneo; falha na válvula de superfície; ruptura do represamento de resíduos; derramamento de tanque de armazenamento de resíduos; ruptura de gasoduto; comunicação subterrânea entre fratura de aquífero. Figura 12.

Krupnick (2013) constatou que vários dos riscos de consenso dizem respeito a impactos que tem recebido menos atenção no debate popular do que outros. Por exemplo, os especialistas identificam o potencial de risco às águas de superfície

como prioridade em relação aos relacionados aos aquíferos subterrâneos. Na verdade, apenas dois dos doze riscos de consenso, verificados em seu trabalho, são exclusivos aos processos de extração do Shale gas. E ambos estão relacionados às águas de superfície.

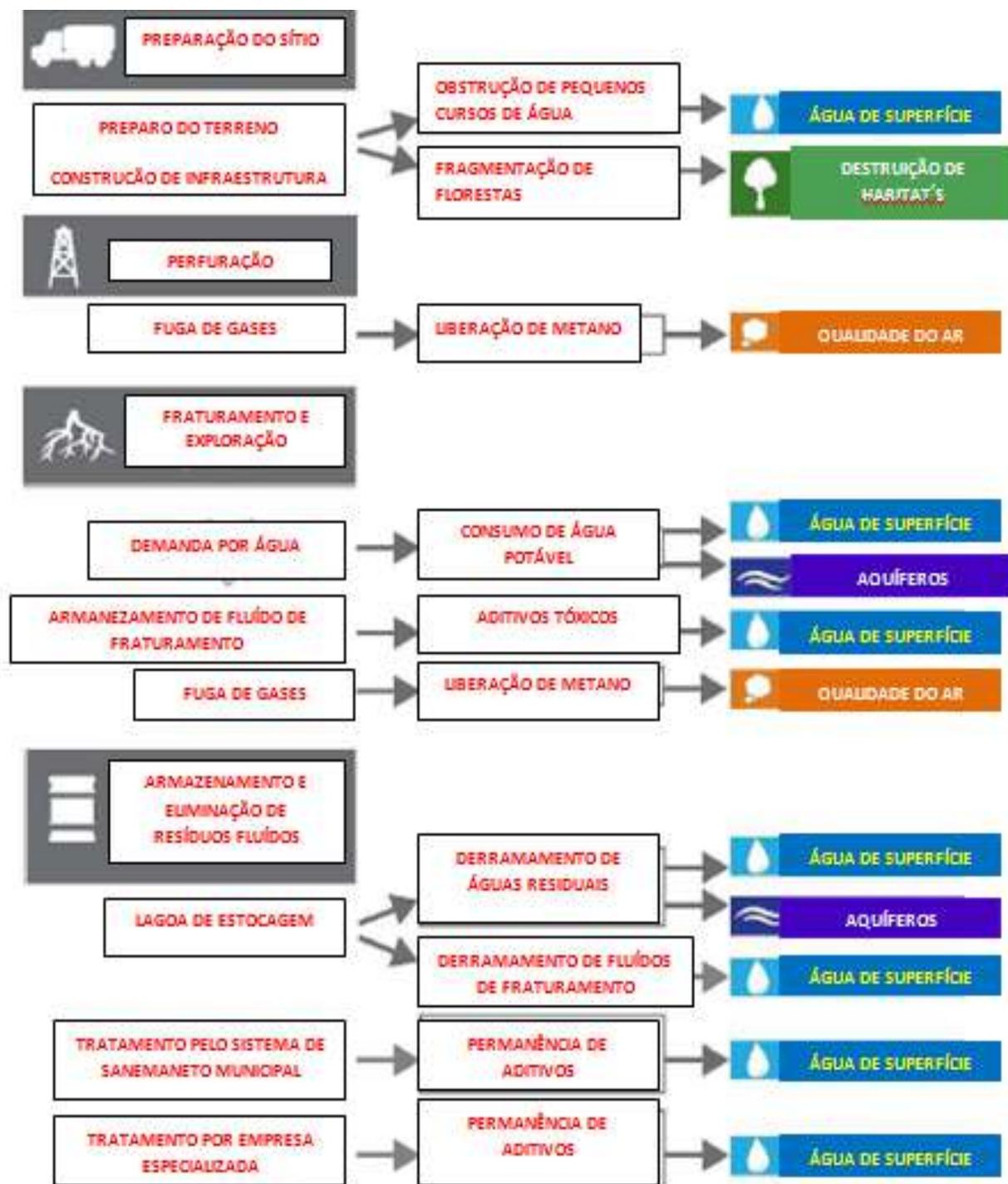


Figura 12 – Principais acidentes ambientais relacionados às atividades do Shale gas.

Krupnick (2013)

Preocupações quanto eventuais riscos aos recursos hídricos devem ser levantados desde o projeto de preparação do solo, em virtude de alterações relevantes de paisagem, movimentação de grande volume de sedimentos que carreados por chuvas aos córregos pode resultar em assoreamentos. Também podem ocorrer obstruções diretas, pelas obras de terraplangem, em cursos d'água pequenos ou intermitentes (SOARES, 1972). Deslocamento adicional de sedimentos e alterações da paisagem ocorreram quando da instalação de equipamentos, abertura de estradas de acesso e tráfego de caminhões de transporte de água e resíduos. A figura 13 mostra uma visão geral das alterações na paisagem decorrentes da abertura de poços de exploração do *Shale gas*.



Figura 13 – Aspecto geral de alteração paisagística em sitio de exploração de *Shale gas*

Fonte: Beach energy company

Após a preparação do terreno uma etapa de potencial risco ambiental será a própria perfuração, já alocando volumes consideráveis de água. Os fluidos de perfuração são um componente necessário a esta fase do projeto. Eles são responsáveis pela circulação de fragmentos de rocha (resultantes da ação da broca em seu avanço) e

carreamento para superfície a fim de promover a limpeza e liberação do poço. Também tem a função de lubrificar e resfriar a broca de perfuração, além de estabilizar a luz do poço contra desmoronamentos.

A água utilizada, também denominada fluido de perfuração, necessita de qualidades próximas ao da água potável, retornando com um alto teor de sólidos dissolvidos, consistindo em uma lama de perfuração, que é depositado em piscinões. A preocupação a ser levantada nesta fase é quanto ao volume de água a ser utilizado, que é muito variável, oscilando entre 60.000 a 1 milhão de litros, conforme relata Veil (2010). Operadores mantêm reservatórios de água a ser utilizada nas proximidades do sítio de perfuração, conforme ilustra a Figura 14.



Figura 10 - Reservatório de água, revestida, para atividades de perfuração e posteriormente fraturamento hidráulico.

Fonte: Vagnetti (2009)

Os poços de exploração do *shale gas*, pelas técnicas empregadas geram grande volume de resíduos líquidos, os fluidos do *Fracking*, que ao retornarem à superfície são denominados fluidos *flowback*. Estes, além dos aditivos químicos empregados se tornam enriquecidos com sais das profundezas, aumento de sólidos

totais dissolvidos (TDS) e vários elementos e substâncias químicas como bário, estrôncio e ferro. Desta forma vários parâmetros do *flowback* estão muito acima daqueles considerados seguros para água potável, e, como consequência, até pequenas quantidades que escapem para os depósitos de água de abastecimento poderiam afetar seu uso nas proximidades da área de exploração de gás (VEIL 2010).

Nem todo fluido injetado retorna à superfície, segundo estudos do Conselho de Proteção de Águas Subterrâneas (2009) o *flowback* corresponde a algo entre 30% a 70% do volume injetado, variando de acordo com certas características das formações e configurações do poço de exploração. A parte que não retorna se mantém retida nos poros expostos da formação durante o processo de fraturamento. Para Hoffman (2010), este valor seria bem menor, girando em torno de 13,5%.

Para King (2012), o fraturamento hidráulico é técnica extremamente segura. O mesmo contra-argumenta as críticas ao processo, em relação aos principais incidentes que poderiam ocorrer. Riscos de derramamento de superfície seriam extremamente baixos, em geral ocorrem vazamentos no transporte de água doce, que ainda não contém produtos químicos, durante o abastecimento do sítio das operações em preparativos para a perfuração e fraturamento.

Aditivos são acrescentados à água apenas no local de trabalho. Já os vazamentos durante o transporte de águas residuais, o *flowback*, não seria alarmante, pois este apresenta o que denomina “traços” dos produtos químicos que existia na mistura original que foi injetada no poço, algo em torno de 5 a 10% dos níveis iniciais. Sendo mais preocupante a concentração de sais e biocidas. Também seria extremamente baixo o risco de uma ruptura do poço durante a fratura, uma vez que a pressão dos revestimentos é monitorada, e sendo ultrapassado o limite de resistência, para o qual revestimentos foram dimensionados, o processo seria desligado.

Já a possibilidade de uma fratura hidráulica se propagar por todas as camadas da rocha do *Shale*, até atingir a zona de águas de superfície, não pode ser considerada, uma vez que existiriam barreiras naturais entre os estratos de rocha, com índices de cisalhamento e resiliências distintos, fazendo com que uma fratura não prossiga de um estrato para outro.

Quanto a possibilidade de uma comunicação de fratura gerada artificialmente com uma falha natural, que pudesse conduzir fluidos até a superfície, apesar de viável em tese, só teria sido constatado um caso em um universo de 1 milhão de fraturamentos já realizados no mundo. Para King (2012), o grande potencial de risco ao meio ambiente e em especial aos aquíferos e lençól d'água decorrente do fraturamento hidráulico ocorre fora do sítio das operações, consistindo em um descarte inadequado do *flowback*. Por sua injeção em poços de descartes irregulares não regulamentados ou mal construídos cria uma condição de risco permanente.

Conforme o que foi exposto, a segurança nas operação de extração do *Shale gas*, em especial o controvertido fraturamento hidráulico, exige rigorosa observação as especificações técnicas que evoluíram ao longo três décadas de trabalhos operacionais. Na fase de fraturamento hidráulico, que é um processo que ocorre adicionalmente à perfuração horizontal, o fluido é injetado em uma perfuração pré-confeccionada e submetido à alta pressão. Com isto são causadas fissuras no solo das quais se espera que alcancem o leito (no caso folhelho) e o gás liberado migre através das referidas microfissuras até a perfuração inicial. O processo também grande refluxo de água, esta contaminada, não apenas por aditivos, mas enriquecida com sais das profundezas e isótopos radioativos, deve ser isolada e tratada, evitando seu contato com o solo. A demanda elevada de água, os derrames de fluido de fraturamento ao solo, a contaminação de aquíferos por metano e por aditivos químicos utilizados para promover a fratura, são pontos mais controvertidos em relação à exploração do *shale gas* e causam grandes preocupações e temores aos ambientalistas e opinião pública, levando, inclusive, em alguns países europeus à suspender temporariamente a explorações de reservas em seu território.

Na França, por exemplo, sob pressão de grupos ambientalistas, o então presidente Nicolas Sarkozy sancionou lei proibindo o *fracking* em território francês em 2011, levando a empresa americana Schuepach Energy, que detinha concessões de sua exploração, a apelar ao Conselho Constitucional, a suprema corte francesa, cujo resultado foi emanado em 2013: a lei esta valendo e nenhum poço de *shale gas* perfurado na França poderá ser estimulado pelo *fracking*².

2 Notícia vinculada no New York Times em 12 de outubro de 2013 e disponível em: http://www.nytimes.com/2013/10/12/business/international/france-upholds-fracking-ban.html?_r=0

A integridade de um poço é uma questão fundamental para evitar a contaminação de aquíferos e lençol freático. Com a finalidade de evitar vazamento um poço de extração de gás é concebido com um complexo sistema de revestimentos seriados, os chamados *cassings* ou tubos de alta resistência cujos espaços entre si são preenchidos com cimento, conforme demonstra figura.

Falhas concebíveis com relação à estrutura de revestimento seriam de dois tipos: *blowout* e fugas anelares. O primeiro tipo isto é um escape incontrolado de fluidos do poço até a superfície e para sua dinâmica é necessária que perfuração encontre um reservatório de elevada sobrepressão e grande permeabilidade, o que é atípico aos folhelhos sabidamente de baixa permeabilidade, além disso deverá ocorrer uma falha no sistema de monitoramento de pressão interna conhecido pelo acrônimo BOP do inglês *blowout preventer*. Um evento *de blowout* é registrado pela figura 15. O segundo evento possível seria decorrente de uma cimentação deficiente com possibilidade de infiltração de fluidos de fraturamento ou metano, entre os revestimentos e em seguida, pela junção entre cassings, atingindo partes mais elevadas da formação e migrando aos aquíferos. O primeiro evento possui consequências limitadas, quase restritas no tocante a segurança dos trabalhadores. Já o segundo, a fuga anelar, poderia resultar em infiltrações de fluidos de perfuração aos aquíferos.



Figura 15 – Evento de blowout, com projeção de fluidos, em um poço de gás

Fonte: Action on Coal and Gas

A geração de um grande volume de resíduos aquosos contaminados é o grande potencializador de riscos em uma unidade geradora de *shale gas*. Apesar de mínima a concentração de aditivos químicos, cerca de 0,5% do volume total do fluido de fraturamento, em virtude do enorme volume total utilizado no *fracking*, a quantidade de agentes químicos liberados no meio chega a alguns milhares de litros, tornando obrigatórios um controle preciso de sua destinação. O chamado *flowback* pode resultar em contaminações aos aquíferos em diversos momentos: como já mencionado podem ocorrer eventos de *blowout* com derrame sobre o terreno em torno do poço e escoamento para córregos próximos; a infiltração pode ocorrer pelo já mencionada fuga anelar ou pela formação de fraturas comunicantes com fendas que conduzem até os reservatórios de água; incidentes podem ocorrer quando do seu transporte, seja por caminhões ou por dutos, até as estações de tratamento; e, ainda, sua destinação pode ser realizada de forma ambientalmente não aceitável, tal como injeção de poços de descarte de localização e configurações desconhecidas;

Outro desafio, para Kargbo (2010), é ocorrência de concentrações elevadas de radionuclídeos em águas residuais. Dados coletados junto ao Departamento de Conservação Ambiental do Estado de Nova York revelaram existência de treze amostras provenientes de *flowback* de poços de extração de gás da formação Marcellus Shale com níveis de rádio-226 duzentas vezes acima dos limites de eliminação segura de rejeitos radioativos e milhares de vezes acima daqueles considerados seguros para uso como água potável. Mesmo resultados foram obtidos por Haluszczak (2013), relatando em amostras de *flowback*, da formação Marcellus, concentrações ^{226}Ra (Rádio) e ^{228}Ba (Bário) centenas de vezes superiores aos permitidos à água de uso doméstico nos Estados Unidos. Isso é uma característica da formação rochosa, apresentando os Folhelhos Devonianos, típicos do Marcellus Shale, níveis considerados elevados deste elemento químico e, ainda de Urânio e Tório. Mesma tese compartilha Angel (2012) afirmando que análises de águas de retorno procedentes de processos de fraturamento hidráulico, também denominadas *flowback*, mostram níveis de radioatividade elevados, em alguns casos. Os folhelhos e o carvão podem conter mais elementos radioativos que outros tipos de rocha e estes elementos são conhecidos pelo acrônimo NORM, do inglês Naturally Occurring Radioactive. O afloramento de material radiotivo, que se incrementaria de forma lenta ao longo de décadas de exploração do *shale gas*, pode resultar em um acúmulo acentuado destes na superfície,

que é perfeitamente removível do *flowback* em seu tratamento, porém, rejeitos gerados destes representariam um desafio e de consequências ainda não bem conhecidas.

Por último deve ser mencionada a possibilidade de abandono de poços de exploração de gás, sem um manejo adequado, resultando uma fonte potencial de acúmulo de metano e posterior infiltração aos estratos vizinhos, com potencial de afloramento ao lençol freático local.

3.3.2 – CASUÍSTICA DE INCIDENTES

Angel (2012) relata que, em levantamentos feitos junto aos registros da Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos, foram encontrados registros de 40 incidentes investigados por aquele órgão, ao longo de um período de 5 anos. A grande maioria relacionados a derrames de fluidos na superfície e migração fluidos de fraturamento ou gás metano por falhas no sistema de vedação dos poços. Incidente relacionados a demanda excessiva de água, tratamento inadequado ao *flowback*, infiltração por fraturas comunicantes aos aquíferos ou decorrentes de poços abandonados, foram de frequência extremamente baixa, conforme gráfico 2.

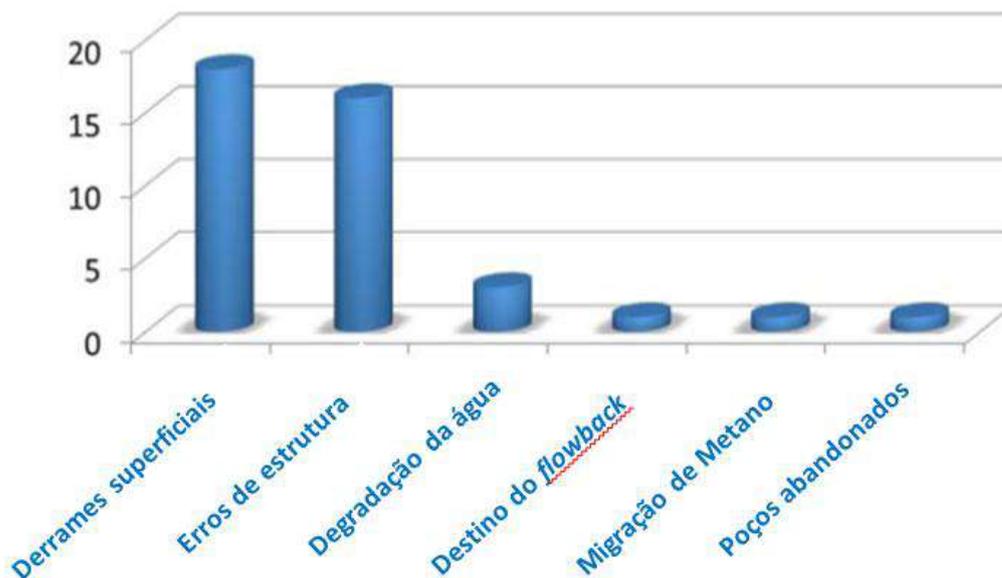


Gráfico 2 – Incidentes ambientais decorrentes da exploração do *shale gas*, distribuídos por tipo, comunicados à Agência de Proteção Ambiental, EUA.

Fonte: Angel (2012)

Em concordância ao que se observa nos históricos de registros junto a Agência de Proteção Ambiental, estudos conduzidos por Vidic (2013) indicam que o problema mais comum, e que resulta em incidentes, é decorrente da construção de poços com sistemas de vedação defeituosos ou falho. Afirmando, porém que a taxa de incidência de tais falhas é relativamente baixa, situada entre 1 a 3 %. No entanto, em virtude da disseminação de poços, que chegam a centenas de milhares, tal taxa, em termos absolutos é preocupante. Vidic (2013) afirma ainda, baseado em estudos de outros autores, ser ainda muito controversa a afirmação de que contaminações de poços por metano seriam decorrentes de fugas a partir dos poços de exploração ou, como já afirmado, decorrentes de processos naturais. Fato é que imagens de água de abastecimento com borbulhas de gás ou mesmo, imagens de chamas em torneiras residenciais apresentam forte impacto emocional na população, e sem entrar no mérito de seu apelo sensacionalista ou não, tem conduzido a uma certa resistência por parte dos cidadãos quando a disseminação do poços de shale gas para outras formações de folhelho. Figura 16.



Figura 16 – Chamas aplicadas em torneira. Imagem de grande apelo contra a indústria do shale gas e que seria resultado de disseminação de metano na água de abastecimento. Fonte: WN Notícias³

3 – Imagem é conteúdo de um vídeo utilizado em campanhas contra o Shale gas e disponível em: http://article.wn.com/view/2014/03/25/Shale_gas_wells_could_leak_and_contaminate_water_supplies_re/ / acessado em 30 de abril de 2.014

Em estudo conduzido na Pensilvânia, Estados Unidos, estado que apresenta uma longa história de perfurações de poços de petróleo e gás, com a perfuração de seu primeiro poço no ano de 1859, e contando hoje com cerca de 350.000 em atividade, Boyer (2011) procurou identificar alterações na qualidade da água de poços artesianos em propriedades rurais se valendo de análises existentes em períodos pré e pós perfuração e *fracking* de poços de exploração do *shale gas* do depósito Marcellus. Em seu estudo salienta aquele autor, os aspectos bem conhecidos da exploração desta fonte de gás natural. Os poços horizontais no Marcellus diferem dos poços verticais tradicionais na quantidade de água utilizada, na utilização de aditivos químicos e, como consequência, na produção de água residual contaminada. Revela que na região se observa uma crescente preocupação pública devido ao potencial de contaminação das águas de abastecimento pelos aditivos químicos que não são regulados pela Agência de Proteção Ambiental.

Estudos prévios (Osborn, 2011), também conduzidos em áreas de Marcellus na Pensilvânia, constatou aumento da concentração de metano dissolvido em poços de água de abastecimento rasos nas proximidades, porém como salienta Boyer, muitas vezes existe falta de documentação sobre a incidência de concentrações significativas deste gás em períodos anteriores às perfurações e fraturamento, não permitindo se descartar tais fenômenos como decorrentes de processos naturais.

A lei de Petróleo e Gás do Estado da Pensilvânia, Lei 223 de 1984, institui algumas obrigatoriedades e responsabilidades aos operadores de poços de exploração de gás: responsabilidade presumida, que confere as empresas a responsabilidade pela alteração de qualquer parâmetro da qualidade da água de poços de abastecimento existentes dentro de um raio determinado, e que ocorram no período de até 6 meses após o início das atividades produtivas. Estas podem, no entanto, refutar tais responsabilidades mediante a condução de coletas de amostras de água dos poços existentes em áreas próximas nos períodos pré e pós perfuração e *fracking*. Proprietários de poços artesianos devem ser notificados pelo correio durante a fase de licenciamento das operações e a coleta deve ser realizada por empresa independente, na chamada cadeia de custódia.

Boyer (2011) conduziu seus estudos com base em documentos derivados das normas estabelecidas pela mencionada lei de Petróleo e Gás, chegando às seguintes

conclusões no tocante ao impacto das perfurações do *shale gas* sobre poços de água: 60% dos poços de água para abastecimento não seguem normas de segurança federais existentes naquele país, o que contribui para um potencial de degradação da água independente da exploração de gás; 40% dos poços analisados já apresentavam um parâmetro de qualidade de água alterado na fase de pré-perfuração; 24% dos poços já apresentavam níveis de metano dissolvido antes da exploração do gás; apenas 1% dos poços apresentou aumento significativo de sólidos totais dissolvidos (TDS) relacionáveis as atividades do *shale*. Também foram identificados aumentos significativos de brometo em alguns poços; poços de água que já apresentavam níveis significativos de metano dissolvidos revelaram ligeiro acréscimo de sua concentração no período pós-perfuração e *fracking*.

Conclui aquele autor que análise dos dados de ambas as fases (pré e pós perfuração e *fracking*), referentes à qualidade da água em poços de abastecimento, mostrou falta de alterações significativas devido as atividades de perfuração e *fracking*, com exceção de pequenas ocorrências localizadas, que precisam ser melhor investigadas, pois podem ser decorrentes de alterações naturais da dinâmica das águas ou erros inerentes aos processos analíticos. Sugere, ainda, o Brometo como um marcador importante de alterações da qualidade da água, uma vez que não costuma ser detectado em água potável. Por último, sugere que parâmetros devem ser acompanhados por longos períodos de tempo após o início das atividades.

Kell (2011) destaca que as agências reguladoras de petróleo e gás do estado dão grande ênfase na proteção dos recursos hídricos subterrâneos e possuem ampla autoridade para promulgar regulamentos e estabelecer regras para atuação em campo, traçar diretrizes e fiscalizar as atividades no cumprimento das normas. Também tem poder de requisitar relatórios periódicos e ordenar ações corretivas em qualquer fase de exploração de poços de petróleo e gás, bem como estabelecer a forma de recuperação de áreas degradadas em virtude de tais explorações. As agências reguladoras estaduais ao emitir licenças estabelecem pontos específicos para local, no tocante a perfuração, construção e operação, que são adaptadas para as condições de cada sítio e objetivam a proteção dos recursos hídricos e a saúde humana. Ou seja, existe uma estrutura de controle, por normas, imposições e fiscalização, capaz de prevenir, controlar e remediar incidentes ao meio ambiente.

Incidentes ambientais envolvendo exploração de petróleo, e gás, são causados por atividades diversas, porém, nos últimos anos as discussões têm sido concentradas no tocante ao fraturamento hidráulico, técnica que até o momento não apresenta nenhum caso conclusivo de contaminação de águas subterrâneas. Porém, verifica-se na literatura popular uma crescente associação desta com a degradação dos recursos hídricos. O mesmo analisando a casuística de 211 incidentes envolvendo poços de exploração, no estado do Texas, observou o predomínio daqueles relacionados à gestão e eliminação de resíduos em 35% (75 casos), que deveria ser o foco das discussões (KEIL 2011).

Diante deste descompasso entre fatos reais e temores fomentados na opinião pública, as agências reguladoras devem, ao criar e aprimorar normas fazê-las baseadas em evidências e focadas em atividades e práticas realmente demonstradas como deletérias ao meio ambiente e, em especial, às águas subterrâneas. Defende assim o desenvolvimento de políticas e regulamentos suportados pelo que chama “boa ciência”. Esta consiste em se determinar a causa da contaminação e estabelecer investigação de incidentes apoiadas por fatos e dados suficientes coletados por métodos e protocolos padrão.

Dados devem ser interpretados e analisados por especialistas que aplicam princípios científicos aceitos dentro de suas áreas de competência especializadas, dentre elas: hidrogeologia, engenharia de petróleo, química aquosa e geofísica.

Osborn (2011) relata documentação de evidências sistemáticas de contaminação por metano em poços de água potável associadas à extração de *shale gas* das formações de Marcellus e Utica, no nordeste da Pensilvânia e Nova York. Estas consistiam em um aumento significativo de gás dissolvido na água de poços artesianos localizados em áreas próximas de poços de exploração.

Considerando amostras recolhidas de poços de água situados até 1km de distância de poços de *shale gas*, com outras recolhidas de poços de água onde não existia exploração do gás, mas apresentando condições geológicas similares e sobre formações de folhelhos, obteve: concentrações média e máxima de 19,2 e 64mg CH₄/litro na primeiro grupo e concentração média de 1,1mg de CH₄/litro no segundo. Indicando uma elevação média de 20 vezes na concentração do metano. Nos poços de

água situados nas proximidades dos sítios de exploração de gás era observado um aumento inverso à distância (Gráfico 2).

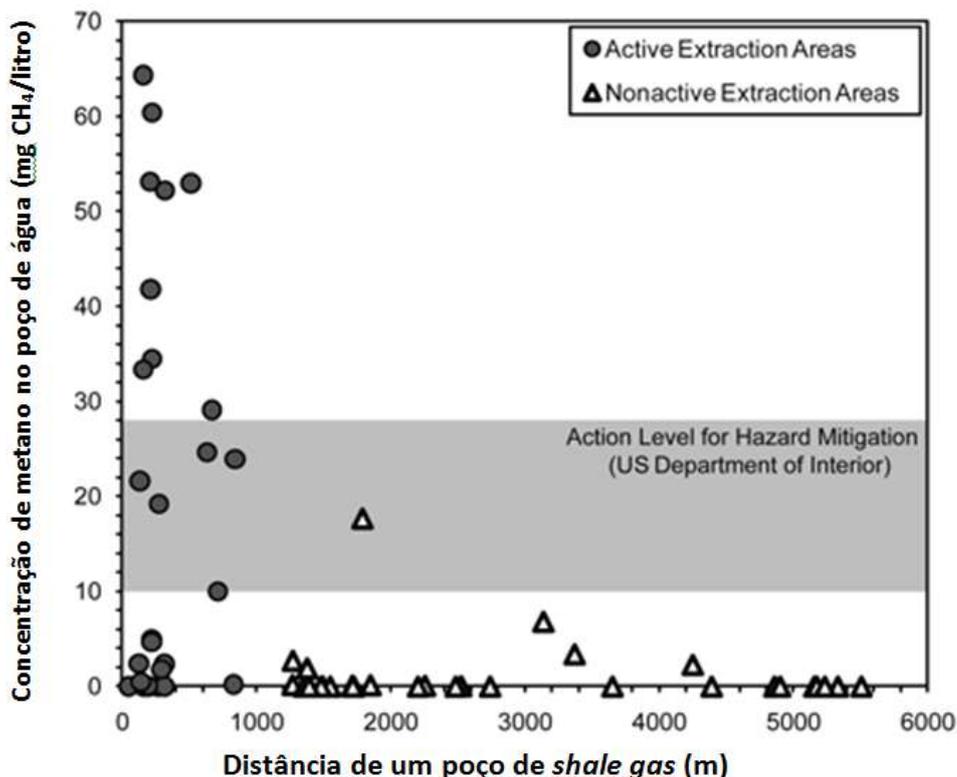


Gráfico 3 – Concentrações de metano à diferentes distâncias de um poço de *Shale*.

Fonte: Osborn (2011)

3.3.3 – MEDIDAS MITIGADORAS E MANEJO DOS RECURSOS HÍDRICOS:

Inicialmente é importante ressaltar que muitas das preocupações no tocante à exploração do gás natural é motivada por movimentos desprovidos, muitas vezes de embasamento científico e reforçados por reportagens leigas e imagens emblemáticas, cuja comoção popular resultante pode, muitas vezes, induzir dirigentes políticos a tomarem decisões equivocadas. A disseminação de conhecimentos e esclarecimentos de técnicas é a base de uma melhor participação popular na tomada de decisões coerentes e controle sobre a atividade industrial.

Nesse sentido, em uma ação conjugada entre o Conselho de Proteção de Águas Subterrâneas, Comissão de Água e Óleo Interstadual e a Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos foi desenvolvido o site FracFocus, no qual são fornecidas amplas informações sobre todas as técnicas operacionais praticadas da exploração do shale gas, tais como fraturamento hidráulico e perfuração horizontal. O cidadão pode identificar poços existentes nas proximidades de sua propriedade, registrar queixas e até baixar artigos escritos por notórios especialistas. A página na internet é ilustrada pela figura 17.

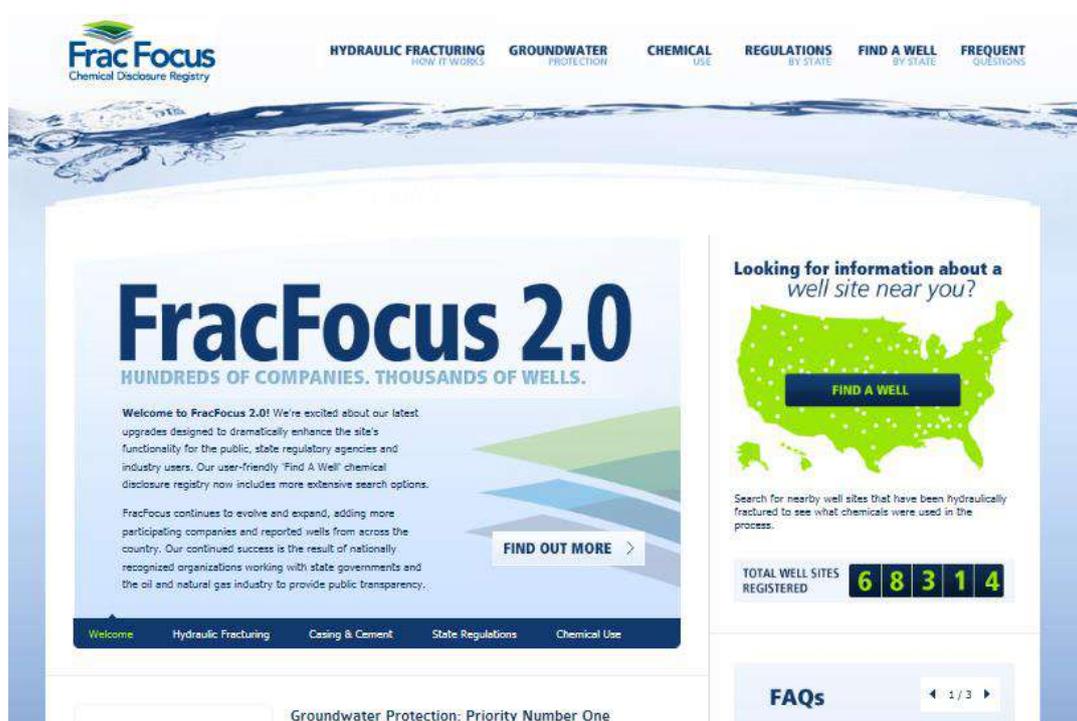


Figura 17 – Página inicial do domínio FracFocus.

FracFocus (2014)

Para Veil (2010), existem três questões fundamentais relacionadas ao manejo da água vinculada as atividades do *shale gas*: controlar o escoamento de águas pluviais de áreas perturbadas nos primeiros anos da instalação dos poços; obter abastecimento de água suficiente para conduzir os trabalhos de perfuração e fraturamento; gerenciar o *flowback* e água das profundezas que afloram pelo poço.

Medidas de segurança aos recursos hídricos devem ser tomadas desde a preparação do terreno onde serão abertos poços de exploração de gás. Salienta que a fim de criar uma área para perfuração de um novo poço são realizadas terraplanagens para acomodar uma ou mais cabeças de poços de exploração; vários poços de retenção de água, cascalho de perfuração, tanque de estocagem de *flowback* e espaço de estacionamento para caminhões. Em geral, a área destinada as atividades relacionadas a exploração do poço deverá ficar entre 3 a 5 hectares. Também deverá ser aberta uma estrada de acesso a partir da via pública mais próxima. Toda essa movimentação de terra, por si, já apresenta grande potencial de risco aos recursos hídricos, em virtude de interrupções de pequenos cursos de água e da formação de sedimentos que poderão ser carregados a estes, com potencial assoreamento (VEIL 2010).

A segunda questão importante, com relação à água, consiste em encontrar uma fonte adequada e confiável para apoiar as atividades de perfuração e fraturamento. Estas podem vir de várias fontes: massas de água superficiais, subterrâneas, da rede de abastecimento de água municipal, ou aproveitamento de água liberada de outras atividades como o próprio *flowback*. O Conselho de Proteção de Águas Subterrâneas fornece estimativas das necessidades de água para quatro das principais reservas de *shale gas*: Haynesville, Fayetteville, Marcellus e Barnett. A água necessária para perfuração de um poço normal e faturamento de um poço nestas áreas varia muito, assim necessitamos de 1 milhão de litros para perfurar um poço em Haynesville e apenas 60.000 ou 80.000 litros se estivermos em Fayetteville ou Marcellus, respectivamente. Já o faturamento consome muito mais água, girando em torno de 3,8 milhões de Marcellus e 2,3 milhões em Barnett.

Outra fonte de informações sobre a quantidade de água utilizada por poço é referente às perfurações fraturamento realizados em área da bacia do rio Susquehanna, uma vez que, por imposição de lei, tais atividades estão sujeitas a comissão daquela bacia hidrográfica (SRBC). Hoffman (2010) observa que a partir de janeiro de 2010 a Comissão da Bacia do Rio Suquehanna já detinha dados referentes a 131 poços em atividade. Até aquela data era registrado o consumo de 262 milhões de litros de água, sendo 45% proveniente de abastecimento público e 55% de fontes de água de superfície. O volume médio de água utilizado, na perfuração e fraturamento de cada poço, pelos dados de tal entidade gira em torno de 2,7 milhões de litros. No entanto, nestes cálculos estão incluídos tanto poços verticais quanto horizontais, estes sabidamente demandando

volume muito maior de água que os primeiros. A água pode chegar ao poço de exploração por caminhões ou pela canalização.

Como já esclarecido, uma porção do fluido de fraturamento aflora pelo poço após o trabalho de fraturamento hidráulico, em virtude da redução da pressão, sendo denominado *flowback*. Além do fluido injetado que retorna, água naturalmente presente na formação também começa aflorar pelo poço. Ambas as soluções, *flowback* e água das profundezas, contêm níveis muito elevado de sólidos dissolvidos totais (TDS) e muitos outros constituintes. Este afloramento de água vai decaindo em volume ao longo do período de vida útil de um poço de exploração de *shale gas*.

Os operadores devem gerir o *flowback*, bem como a água das profundezas em afloramento de forma eficaz, em termos de custos e, ao mesmo tempo, em conformidade com regulamentos do estado ou conselho de bacia hidrográfica onde o empreendimento se encontra.

Dentre as opções de destino a estes fluidos existem as seguintes técnicas alternativas: deposição subterrânea através de um poço de injeção; descarga em um corpo de água de superfície existente nas proximidades; canalização para uma estação de tratamento de águas residuais do município; transporte para uma instalação de tratamento de efluentes industriais; ou reutilização em trabalhos de fraturamento futuro, neste caso podendo receber ou não tratamento prévio.

Veil (2010) acompanhou e descreveu cada uma destas técnicas que apresentam como possibilidades para a gestão do *flowback* e água natural, conduzidas por empresas indicadas pela Coalisão do Shale Marcellus, esta um grupo de empresas envolvidas com a produção de gás na formação.

Para reduzir a exposição de águas residuais para o meio ambiente, e contaminação de água de superfície, Kargbo (2010) relata a construção de sistemas fechados de captura de fluidos, que é uma técnica já utilizada por alguns operadores em Barnett, no estado do Texas, e em Marcellus, no estado da Virginia do Oeste. Esta consiste na injeção do *flowback* de volta para o solo a uma profundidade menor. No entanto, existe a possibilidade de contaminação de aquíferos de abastecimento de água potável, o que tem limitado a prática. Uma derivação da técnica seria sua injeção em formações ainda mais profundas, além da própria formação de *shale*. Em tese é um

procedimento seguro e elimina completamente as preocupações derivadas da toxicidade do *flowback*. É necessário que o sistema seja totalmente fechado, não existindo fendas de comunicação com as formações superiores. O custo de perfurações profundas para a injeção do *flowback* talvez seja limitante para disseminação desta técnica mais segura.

O manejo por injeção consiste no bombeamento do *flowback* para poços especialmente abertos para esta finalidade ou em poços de exploração de gás já esgotados. A maioria dos operadores utilizam poços de injeção como principal meio de alienação, exceto na formação Marcellus. Nesta existem poucos poços do tipo no estado da Pensilvânia e nenhum em Nova York. Onde o descarte por injeção é utilizado de forma disseminada, em outras formações que não a Marcellus, como regiões de Ohio e Virgínia, estes podem ser tanto *onsite*, geridas pelo próprio produtor, ou *offsite*, gerida por empresas terceirizadas.

Dunnahoe (2013) relata questões envolvendo o manejo do *flowback*, relativos à exploração da formação Eagly Ford Shale, no sul do estado do Texas, Estados Unidos. O mesmo faz referência ao condado de Frio County, onde se observa uma proliferação de poços de descarte destes resíduos, existindo dez poços de eliminação em operação e outros 10 já aprovados em vias de instalação. Em 2012 foram descartados cerca de 10 milhões de litros de água residual em seus poços de descarte transporta por aproximadamente 350.000 caminhões pipa por suas rodovias. Aspectos da geologia local, com uma espessa camada rochosa entre a zona de descarte e aquíferos da região a torna privilegiada para este tipo de atividade. No entanto, o fato de ser uma atividade privada, destinada ao lucro, e localizada em propriedades particulares, torna preocupante a efetividade da fiscalização local sobre eventuais incidentes e contaminações. A figura 18 mostra um descarte comercial de *flowback* e água de profundidade em zona de exploração da formação Eagly Ford Shale, no estado do Texas. Nesta o *flowback* é entregue por caminhões tanque e depositados em tanques de armazenamento e oportunamente injetado em poços da formação que apresentem porosidade e injectividade suficientes para aceitar a água.



Figura 18 - Central de destinação de *flowback* por poços de injeção, Texas, Estados Unidos.

Dunnahoe (2013)

Como verificado por Veil (2010), pelo menos alguns dos operadores de gás na área de Marcellus Shale estão enviando seu *flowback* e água afluyente de profundezas para poços de eliminação comercial localizados no estado de Ohio. Aquele autor, para efetivação de seu levantamento, manteve contato com o Departamento de Recursos Naturais, da Divisão de Gestão de Recursos Minerais (DMRM) do estado, para identificar empresas de destinação de rejeitos minerais que utilizam poços de injeção no leste e centro de Ohio no descarte de *flowback* gerado na Pensilvânia. Foram identificadas empresas de dois tipos: empresas que operam comercialmente poços de injeção autorizados e empresas que apenas gerenciam passivos ambientais, consistindo em poços autorizados pelo estado e cujo descarte é realizado diretamente pelo operador dos poços de *Shale gas*. Neste caso, no qual não existe exploração comercial direta pelo gestor do poço é cobrada taxa por volume pelo próprio estado.

O reaproveitamento do *flowback* na elaboração de fluidos de fraturamento para outros poços seria uma alternativa que minimizaria custos e, ao mesmo tempo, diminuiria o potencial impacto ambiental que seu descarte poderia provocar. Várias empresas de gás utilizam esta abordagem. Normas estaduais na Pensilvânia já estabelecem que águas residuais decorrente da exploração de óleo e gás, com níveis de sólidos totais dissolvidos (TDS) menores do que 30.000 mg/litro não devem ser descartados, mas reciclados e reutilizados. Isto porque, em geral é este o índice analítico que impossibilita a reutilização do *flowback* para novas atividades de fraturamento reduzindo o desempenho do trabalho. O processamento de água com valores muito acima aos indicados pela legislação impositiva daquele estado, ainda se apresentam desvantagens ambientais e econômicas. Este poderia consistir na mistura do *flowback* com alta concentração de sólidos com água doce, porém neste caso seriam gastos recursos hídricos novos na elaboração de um fluido de fraturamento de menor desempenho e que seria consumido em volume maior. Outra possibilidade técnica, já utilizada por um operador do Marcellus Shale (Veil 2010) é o processo de destilação térmica, resultando em água muito limpa, porém consumindo combustível na geração de calor.

Provedores de tecnologia estão tentando encontrar nichos no mercado de tratamento de água residual do Marcellus Shale com desenvolvimento de aperfeiçoamentos técnicos para um desempenho mais efetivo e com menor consumo de energia. Empresas operam essa técnica em estrutura com tecnologia de última geração são a Eureka Resources, localizada no Norte da Pensilvânia, e a AOP Clearwater na Virginia. No entanto detalhes técnicos não são fornecidos, sugerindo uma preocupação no tocante a salvaguarda de seu segredo industrial. Domínio de técnicas eficientes, no tocante ao consumo de energia, e efetivas, na purificação da água, pode resultar na garantia de conquista de um mercado bilionário.

Existem, ainda, projetos de tratamento financiados pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE). Um deles, em convênio com Universidade do Texas, iniciado no ano 2009, consistiu construção de trailers equipados com vários dispositivos de tratamento de água, e que foram instalados em vários pontos do Marcellus Shale para uma precisa análise do *flowback* gerado e água reciclada, permitindo uma comparação precisa entre processos de reaproveitamento de água.

No Marcellus Shale existem sete empresas operadoras de poços de exploração de gás, das quais seis já reutilizam em alguns de seus poços o *flowback* para trabalhos de fratura de novas perfurações. A meta para algumas empresas é definir a reutilização do *flowback* integralmente, porém não existe previsão de quando esta será alcançada. A sétima empresa tem metas para também começar a reciclagem indicando uma tendência do setor empresarial.

Veil (2010) acompanhou as operações da instalação de tratamento de águas residuais operada pela empresa Eureka Resources, na cidade de Williamsport, Pensilvânia. Para esta o *flowback* é transportado por caminhões e descarregado em tanques de decantação para permitir a sedimentação do particulado sólido mais pesado e remoção de óleo livre que se acumula no filme superficial do líquido. A água é enviada, então, para tanques de tratamento, onde o pH é elevado através da adição de sulfato de sódio (Na_2SO_4) ou cal (CaO) para facilitar a remoção de bário dissolvido e outros metais. Coagulantes iram induzir a precipitação de matéria orgânica. Particulado sólido em suspensão é removido mediante uma filtragem por pressão. A água após o tratamento é descarregada diretamente para o sistema de esgoto do município, pois ainda não é água potável, escoando em seguida para a estação de tratamento de águas residuais da cidade. O processo demonstra grande efetividade na remoção de metais, mas não todo sal. São processados 300.000 litros de *flowback* por dia.

Com expansão rápida da produção de gás nas formações de *Shale gas*, especialmente na formação Marcellus, as agências estatais enfrentam desafios na gestão e regulação de um número crescente de poços. Diferente do que ocorre em Barnett (Texas), Marcellus Shale esta localizada em uma parte dos Estados Unidos que apresenta bom abastecimento de água. Neste a obtenção de água para trabalhos de perfuração e fratura, cujas licenças exigem uma coordenação de várias agências, ainda não é uma barreira. Porém, se o número de novos poços continuarem a crescer rapidamente, poderá se tornar uma. Os primeiros resultados dos trabalhos de reciclagem de água são promissores, com sua disseminação as empresas poderão reduzir custos com taxas de remoção do *flowback* e seu processamento *out-site*, e, ao mesmo tempo, reduzir o consumo de água doce utilizada para novos fluidos de fraturamento.

Diante ao exposto, referente ao potencial de risco que a exploração do *shale gas* demonstra aos recursos hídricos, medidas mitigadoras que evitem ou atenuem

tais eventos deveriam ser sempre consideradas quando da realização de estudos de impactos ambientais e licenciamentos deveriam ser condicionados a sua adoção. Tais medidas consistiriam em:

Devem ser dimensionados em estudos prévios os volumes de água a serem captados durante as etapas de abertura dos poços e seu posterior fraturamento. Estudos também devem ser conduzidos para estabelecer o impacto desta captação às fontes locais de água. O objetivo prever riscos de desabastecimento de água para fins urbanos, industriais e agropecuários, e eventuais impactos sobre os biomas locais. Também devem ser instituída a obrigatória recuperação de águas utilizadas nos processos e sua reutilização em detrimento da captação de nova água. Regras de licenciamento devem estabelecer a obrigatoriedade de se utilizar variação de técnica que utilize menor volume de água.

Quanto à estrutura dos poços, deve ser rigorosamente controlado o dimensionamento dos revestimentos e especificações de seus componentes deve ser estabelecido por órgão competente de forma a ser criada norma técnica obrigatória. Tais especificações devem ter como base a casuística de acidentes ocorrida em poços já em operação, e ensaios mecânicos sobre corpos de prova encomendados junto aos institutos de pesquisa de engenharia e geofísica.

Requisitos de segurança às águas subterrâneas determinam a utilização de várias camadas de aço e cimento que são especificamente projetados e instalados para proteção dos aquíferos e para garantir o isolamento da zona de produção a partir de formações sobrepostas. Durante o processo de perfuração uma camada de revestimento, denominado condutor, é cimentada e outras colunas de revestimento adicionais são instaladas a seguir, estas conhecidas como “tripas intermediárias”, apresentam características e objetivos específicos, sendo denominadas, conforme avançamos na perfuração como: camada de superfície, camada intermediária e camada de produção. Depois de cada coluna de revestimento definida e, antes de seguir na perfuração do poço, o invólucro é cimentado para garantir uma total vedação, sendo introduzida em sua luz a tubulação de produção. Espera-se do conjunto uma prevenção quanto a contaminação da água doce subterrânea pelos fluidos do *fracking* ou pela disseminação do gás para zonas de menor pressão, no lado externo ao poço, ao invés de fluir para superfície. Tem desta forma uma função ambiental e, ao mesmo tempo econômica, pois

resulta em maior captação de gás. Agências reguladoras de petróleo de cada estado definem checagens específicas para constatar o eficiente vedamento dos revestimentos, de forma que nenhum fluido de fratura escape para os aquíferos, ou água de salmoura da profundidade penetre no interior do poço. Estabelecem, ainda, a profundidade dos invólucros de proteção e o tempo de espera da presa do concreto antes de perfurações adicionais.

Análises das proteções oferecidas pelos invólucros de revestimento e cimentos foram apresentadas em série de relatórios e documentos preparados para o American Petroleum Institute (API), resultando na conclusão de que riscos de vazamento e contaminação de água subterrânea são extremamente baixos, verificando que na fase de injeção (fraturamento hidráulico) tal risco é cerca de 1000 vezes superior que a fase de produção, porém, também extremamente baixo. Um para 200.000 e um para 200.000.000 respectivamente (Michie 1988).

Além da proteção fornecida pelos vários invólucros e cimentos, Vagnetti (2009) salienta a existência adicional de barreiras naturais como as camadas de rocha que atuam como vedações para o confinamento do gás na formação. O que permite deduzir que exploração requer amplo conhecimento da estrutura rochosa, o que é alcançado por modernas técnicas de geofísica.

Kargbo (2010) salienta que o efeito do aumento da temperatura, conforme a broca de perfuração avança em profundidade, resulta em alterações no comportamento de fixação do cimento de revestimento, existindo relatórios produzidos pelo Departamento de Proteção Ambiental da Pensilvânia sobre cimentações inadequadas em poços perfurados pela Cabot Oil & Gas naquele estado. Tais achados indicam que arcabouços metálicos e cimentos de revestimento utilizados no processo de exploração do *shale gas* precisam ser melhor estudados e composições novas devem ser desenvolvidas, com especificações para suportar altas pressões e temperaturas.

Com relação aos eventos de derrame de lama, oriundos da perfuração, e de água residual ou refluída, é necessário estabelecer que, quando ocorrem, são fruto de erros de gerenciamento ou mesmo de omissão de medidas de segurança. Projetos adequados de tanques de armazenamento da lama, *flowback* e água refluída durante processo de perfuração e fraturamento devem ser estabelecidos de forma a evitar ocorrências de fugas, seja por fissuras estruturais ou por transbordo decorrentes de erros

dimensionais. Projetos devem ser específicos para condições pluviométricas existentes na área de instalação do poço e da estrutura geológica do solo. A primeira medida assegura que resíduos não serão carregados por transbordo do reservatório em períodos de chuvas intensas, e, a segunda, garantirá a seguridade do projeto de forma a prever colapso por deslocamento de suporte basal. A licença de funcionamento deve estabelecer, ainda, medidas de segurança adicionais, tais como áreas de contenção para eventuais eventos de fuga e inspeções periódicas dos tanques, com emissão de laudos, com objetivo de localizar pontos de fissura ruptura estrutural.

Outra preocupação é a eventual ocorrência de fugas, seja do gás ou de aditivos químicos, através de estruturas geológicas. Durante os levantamentos dos estudos de impactos ambientais, deve ser estabelecido critério obrigatório de levantamento geofísico que demonstre a estrutura das camadas geológicas no subsolo da área de instalação de poços de exploração do *shale gas*. Existência de falhas geológicas, grande proximidade da formação de *shale* aos limites inferiores de aquíferos ou lençol freático contraindicam a perfuração, fraturamento hidráulico e operação do poço, pois sugerem a possibilidade de ocorrência de fugas de fluidos e gases pela expansão de fraturas. Critérios técnicos devem ficar a cargo de órgão competente com base em conhecimentos científicos de campo ou em modelos desenvolvidos em institutos de pesquisa.

4 - CONCLUSÕES:

Combustíveis fósseis permanecem sendo preponderantes fontes de energia para as atividades humanas. Apesar das previsões de esgotamento das reservas de carvão, petróleo e gás, sua demanda tende a aumentar. O gás natural, dentre os combustíveis fósseis, é o que apresenta melhor rendimento energético e menor impacto ao meio ambiente vinculado à sua queima, é por isso o combustível melhor indicado para suprir a demanda energética até a esperada transição às fontes renováveis.

O *shale gas* é hoje uma fonte de gás natural aproveitável em virtude do recente aperfeiçoamento com a associação das técnicas de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico.

Custos mais elevados de exploração, em relação a fontes convencionais, foram superados pela elevação dos preços dos combustíveis fósseis em geral, alavancados principalmente pelo do petróleo.

Existem vastas formações de *shale* distribuídas por todos os continentes se destacando as formações Barnett e Marcellus, ambas localizadas nos Estados Unidos, em virtude da já estabelecida indústria de exploração. Sua exploração resultou na ampliação do gás natural na matriz energética daquele país com redução da dependência em relação aos grandes exportadores internacionais de combustíveis fósseis.

Existem grandes preocupações com a possível degradação ambiental decorrentes da exploração do *shale gas*, especialmente às relacionadas aos recursos hídricos, se destacando: grande demanda de água nas fases de perfuração e fraturamento hidráulico; produção de grandes volumes de águas residuais contaminadas; potencial de contaminação de aquíferos por disseminação de gases ou fluidos de fraturamento;

O grande volume de água utilizado nas fases iniciais da instalação dos poços de exploração do *shale gas*, em termos absolutos, quando relativizado com o volume de energia gerada e confrontado com o de outras fontes de energia, revela que a indústria deste gás se utiliza de um volume de água modesto em relação às demais fontes.

A água residual do processo de fraturamento hidráulico, denominado *flowback*, tem grande potencial de contaminação pela presença de aditivos químicos incorporados durante a preparação do fluido de fraturamento, e pela alta concentração de sais, metais pesados e radionuclídeos assimilados das formações rochosas onde atuou como promotor de fraturas. No entanto seu manejo adequado, consistindo em envio para estações de tratamento, reciclagem na própria unidade operadora ou confinamento em poços de injeção, reduz sensivelmente os riscos de contaminação do lençol freático ou aquíferos.

Em tese, o processo de fraturamento hidráulico pode resultar em incidentes como: contaminação do lençol freático por falha no sistema de vedação ou por derrames de *flowback*; contaminação de aquíferos pelos fluidos de fraturamento ou por gás metano, decorrentes de fraturas comunicantes; indução de pequenos abalos sísmicos localizados;

O número de incidentes relatados é pequeno, se comparado ao grande número de poços já perfurados e, mesmo aqueles documentados, carecem de exame mais apurado para se descartar etiologia por processos naturais na dinâmica das águas no subsolo e estruturas geológicas.

Medidas mitigadoras podem reduzir de forma significativa a ocorrência de incidentes e consequentes danos ambientais. Com relação específica à proteção dos recursos hídricos, identificamos os seguintes aspectos:

Na fase de instalação medidas de segurança devem ser voltadas à proteção de pequenos cursos de água quanto a eventos de assoreamento decorrentes do deslocamento de terras do próprio projeto e da abertura de vias de acesso circunvizinhas.

O fornecimento de água, seja para as atividades de perfuração ou *fracking*, deve ser controlado com vista a respeitar a dinâmica hidrográfica local. O ideal é diversificar as fontes entre águas de superfície e águas subterrâneas, bem como priorizar o reaproveitamento de águas residuais quando possível. O ciclo hidrológico da bacia envolvida deve ser respeitado, vetando o abastecimento de água para tais atividades em períodos de reduzida vazão.

Com relação aos aditivos químicos empregados existe consenso de que sua forma de incorporação aos ciclos biogeoquímicos não é plenamente conhecida, e muitos deles apresentam elevada toxicidade em concentrações mínimas. Isso indica necessidade de estudos e desenvolvimento de técnicas de monitoramento para se estabelecer quais são os sítios de acúmulo e concentração de tais substâncias, bem como efeitos esperados sobre fauna, flora e a própria saúde humana.

Falhas do sistema de vedação podem ocorrer, resultando em efetiva contaminação do meio por aditivos e gases, e que são consideradas, por especialistas como fruto de erros de projeto. Desta forma concluímos que normas de segurança devem estabelecer o dimensionamento de estruturais de revestimento ao nível mais seguro identificado pelas empresas fabricantes, em detrimento do princípio básico que orienta atividades comerciais de optar por projetos de menor custo.

A destinação final, e incidentes relacionados ao *flowback* representam grandes passivos ambientais relacionados à indústria do *shale gas* e existem inúmeros

problemas de ordem técnica. Vazamentos e contaminação do meio ocorrem durante estocagem e transporte deste resíduo e ainda não existe consenso quanto à melhor forma de destinação final. A injeção em poços de descarte apresenta riscos de fuga, especialmente quando não são obedecidas normas técnicas para sua instalação. O processamento e a reciclagem ainda não são bem desenvolvidos, existindo dúvidas quanto à efetiva remoção de substâncias químicas e isótopos radioativos. O reaproveitamento do *flowback* para novas fraturas se apresenta como uma alternativa de melhor resposta ambiental, porém é de uso limitado em virtude da técnica de *fracking* requerer água de padrão próximo ao potável.

Em suma, a exploração do *shale gas* apresenta riscos ambientais, como toda atividade extrativista, com grande predomínio daqueles relacionados aos recursos hídricos. Muitos aspectos das técnicas empregadas e da destinação dos resíduos precisam ser melhor compreendidos, existindo dúvidas que demandam pesquisas para se estabelecer fundamentos teóricos que permitam um desenvolvimento mais seguro do setor e dirima as polêmicas atuais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ÁNGEL, C. **Gas no convencional en españa, uma oportunidade de futuro**. Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas. Madrid 2013. Disponível em: http://ingenierosdeminas.org/documentos/130312_informe_gas.pdf acessado em 29 de abril de 2014.

AYERS, W. B. **Barnett Shale (Mississippian), For Worth Basin, Texas: regional variations in gas and oil production and reservoir properties**. Society of Petroleum Engineers. 2010.

ARAÚJO, R. **A inserção do Shale gás no mercado global de hidrocarbonetos -Análise panorâmica focada no caso norte-americano e perspectivas para o Brasil**. 7ª edição do Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. 2013.

BEACH ENERGY COMPANY. **Sítio de extração de gás**. Imagem disponível em: <http://www.hydrocarbons-technology.com/news/newsbeach-energy-halifax-1-well-in-queensland-flows-gas>, acessado em 15 de janeiro de 2014.

BOYER, E.W.; **The impact of Marcellus Gas drilling on rural drinking water supplies**. Center For Rural Pennsylvania, 2011.

BRONOWSKI, J. **A escalada do Homem**. Martins Fontes. São Paulo 1992.

CAMPBELL, C. J. **O Brasil e o fim da era do petróleo**. *Veja*, São Paulo, 20.12.2006.

CHESAPEAKE ENERGY. **Water use in Barnett deep Shale gas exploration**. Fact Sheet, May 2012.

DA SILVA, J. **Projeto de fraturamento hidráulico em rochas cristalinas para estimulação de poços de recarga artificial na área piloto de Samambaia, Custódia-PE**. XII Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas. 2010.

DE BARROS, E. **A matriz energética mundial e a competitividade das nações: Bases para uma nova geopolítica.** Engevista Volume 9 N 1 página 47-56, junho 2007.

DEANE-SHINBROT, S.; RUGGLES K.; WALKER G. **Marcellus Shale: cementing and well casing violations.** Worcester Polytechnic Institute, 2012. Disponível em: <http://www.wpi.edu/Pubs/E-project/Available/E-project-010912-183217/unrestricted/FINAL.pdf>, acessado em 27 de junho de 2014.

DOS SANTOS, E.M.; FAGÁ, M.T.W.; BARUFI, C.B. **Gás natural: a construção de uma nova civilização.** Revista de Estudos Avançados 21 (59) 2007.

DOS SANTOS, P.R.D.; CORADESQUI, S. **Análise de viabilidade econômica da produção de Shale gas: um estudo de caso em Fayetteville.** Escola Politécnica. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.

DUNNAHOE, T. **South Texas county addresses disposal concerns.** Oil and Gas Journal. January, 2013. Disponível em: <http://www.ogj.com/articles/uogr/print/volume-1/issue-3/south-texas-county-addresses-disposal-concerns.html>, acessado em: 27 de junho de 2014.

FLORES, M. R. **Principles of mining and fossil resources. Introduction to the subject.** Miraflores University 2005.

FOSTER, S.D.; HIRATA, R.C.; ROCHA, G.A. **Riscos de poluição de águas subterrâneas; uma proposta de avaliação regional.** São Paulo: ABAS, 1988. Disponível em: <http://bvs.per.paho.org/muwww/fulltext/repind46/riscos/riscos.html>, acessado em 20 de abril de 1994.

FRACFOCUS. **FracFocus 2.0. Hundreds of companies. Thousands of wells.** Disponível em www.fracfocus.org. 2014

FREEZE, R.; CHERRY, J. **Groundwater.** Prentice Hall 1979.

GOODSTEIN, D. **Out of gás: the end of age of oil.** New York: W.W. Norton Company, 2004.

Haluszczak, Lara O.; Rose, A.W.; Kump, L.R. **Geochemical evaluation of flowback brine from Marcellus Gas wells in Pennsylvania, USA.** Applied Geochemistry Volume 28, January 2013, pages 55-61.

HOFFMAN, J. Susquehanna River Basin Commission Natural Gas Development. Lycoming College 2010. Disponível em: www.srbc.net/programs/projreviewmarcellustier3.htm, acessado em 20 de março de 2014.

HOLDITCH, S. A., et. al. **The Optimization Of Well Spacing And Fracture Length In Low Permeability Gas Reservoirs**. Society of Petroleum Engineers. 1978

IEA – International Energy Agency. **Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook** Report on Unconventional Gas. WEO-2012

IEA – International Energy Agency. **Key world energy statistics 2013**.

INSTITUTE FOR ENERGY ENVIRONMENTAL RESEARCH. **What is flowback, and how does it differ from produced water?** 2011. Disponível em: <http://energy.wilkes.edu/page/205.asp>, acessado em 26 de junho de 2014.

JARVIE, D.M.; HILL, R.J.; RUBLE, T.E. **Unconventional Shale gas systems: The Mississippian Barbett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic Shale gas assessment**. AAPG Bulletin Volume. 91, 2007.

KARGBO, D.; WILHELM R.; CAMPBELL, D.; **Natural gas plays in the Marcellus Shale: challenges and potential opportunities**. Environmental Science and Technology. V.44. June, 2010. Disponível em: <http://pubs.acs.org/doi/full/10.1021/es903811p> acessado em 28 de abril de 2014.

KELL, S. State Oil and Gas Agency **ground water investigations and their role in advancing regulatory reforms**. Ground Water Protection Council. 2011.

KING, G.E. **What every representative, environmentalist, regulator, reporter, investor, university researcher, neighbor and engineer should know about estimating frac risk and improving frac performance in unconventional gas and oil wells**. Society of Petroleum Engineers. 2012.

KING, G.E. **Thirty years of Gas Shale Fracturing: What have we learned ?** Annual Conference of Society of Petroleum Engineers. Italy 2010.

KRUPNICK, A.; GORDON, H.; OLMSTEAD, S. **Pathways to dialogue: what the experts say about the environmental risks of Shale gas Development**. Resources For The Future, 2013. Disponível em: http://energy.wilkes.edu/PDFFiles/Resources%20for%20the%20Future%20-20PathwaystoDialogue_FullReport.pdf, acessado em 26 de junho de 2014.

MARCELLUS SHALE COALITION. **Well casing**. disponível em: <http://marcelluscoalition.org/marcellus-shale/production-processes/casing-the-well/>, acessado em 01 de março de 2014.

MICHIE & ASSOCIATES. **Oil and Gas Water Injection Well Corrosion**. American Petroleum Institute. 1988.

NAKICENOVIC, N.; GRÜBLER A.; MACDONALD, A.; **Global energy perspectives**. University Press, Cambridge, 1998

NATURAL GAS. **Composição química do gás natural**. Disponível em: <http://naturalgas.org/overview/background/>, acessado em 30 de abril de 2014.

ODUM, E. P. **Ecologia**. Guanabara Koogan. Rio de Janeiro 2.012.

OSBORN, S.G.; VENGOSH, A.; WARNER, N.R. **Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing**. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America. Vol 108, nº 20, pages 8172-8176, april 2011. Disponível em: <http://www.pnas.org/content/108/20/8172.full>, acessado em 01 de março de 2014.

PORTAL STATE PENNSYLVANIA. **Pennsylvania's Oil and Gas Act (Act223)**. Disponível em : http://www.portal.state.pa.us/portal/server.pt/community/laws,_regulations___guidelines/20306, acessado em 27 de junho de 2014.

ROSA, A., CARVALHO, R., XAVIER: **Engenharia de Póços de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.

SACHS, I. **A revolução energética do século XXI**. Disponível em <http://www.scielo.br/pdf/ea/v21n59/a03v2159.pdf>, acessado em 11 de março de 2.014.

SECRETARIA DE COMÉRCIO EXTERIOR. **GHS, Sistema globalmente harmozinado de classificação e rotulagem de produtos químicos**

(folder). Brasília, 2008. Disponível em: http://www.desenvolvimento.gov.br/arquivos/dwnl_1219952405.JPG e http://www.desenvolvimento.gov.br/arquivos/dwnl_1219952339.JPG acessados em 26 de junho de 2014.

SOARES, G. **Ecologia**. Seminários IBUSP. 1972

UNESP. **Folhelho**. Disponível em: <http://www.rc.unesp.br/museudpm/rochas/sedimentares/folhelho.html>, acessado em 20 de janeiro de 2014.

VAGNETTI, R.; MCSURDY, S. **Modern Shale gas development in the United States: A Primer**. U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory. 2009.

VEIL, J.A.; **Water management technologies used by Marcellu Shale gas producers**. Office of fossil energy. National Energy Technology Laboratory NETL. United States Department of Energy. 2010.

VIDIC, R.D.; BRANTLEY, S.L.; VANDENBOSSCHE, J.J.; **Impacto f Shale gas development on regional water quality**. Science 17 May 2013, vol. 340, nº 6134.

VENGOSH, A.; JACKSON, R.B.; WARNER, N. **A critical review of the risks to water resources from unconventional Shale gas development and hydraulic fracturing in the United States**. Environmental Science & Technology. March 7, 2014.

WEIGMANN, P.R. **Um enfoque empreendedor e as implicações que o tema transversal e as práticas interdisciplinares afetam na conservação de energia no CEFET/SC**. Seminário internacional de metrologia elétrica. Rio de Janeiro, 2002.

WOOD, R.; GILBERT, P.; SHARMINA, M. **Shale gas: a provisional assesment of climate change and environmental impacts**. Tyndall Centre for Climate Change Research. University of Manchester. 2011. Disponível em: http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndall-coop_shale_gas_report_final.pdf, acessado em 20 de março de 2014.

XAVIER, R.; SIMÕES, F.; BRAGA L. **Fluidos para estimulação de poços – acidificação e faturamento hidráulico**. Universidade Federal do Espírito Santo, 2013.