



Recursos Minerais no Brasil

problemas e desafios



ACADEMIA
BRASILEIRA
DE CIÊNCIAS



VALE

Gás não convencional: uma alternativa energética possível para o Brasil

Colombo Celso Gaeta Tassinari

Claudio Riccomini

Fábio Taioli

Instituto de Energia e Ambiente e Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo

RESUMO

O petróleo é uma substância natural orgânica composta por grandes moléculas de H e C e ocorre ocupando os espaços vazios entre grãos das rochas sedimentares. Para formar um sistema petrolífero deve ocorrer uma deposição de sedimentos finos e de matéria orgânica para gerar rochas sedimentares enriquecidas em matéria orgânica. O lento soterramento desses sedimentos provoca o aumento da pressão e temperatura formando rochas sedimentares com matéria orgânica, que são denominadas de folhelhos negros, e também modificando a matéria orgânica em querogênio e depois em óleo e gás, constituindo a rocha geradora. Quando existem condições de migração, o óleo/gás gerados irão migrar ascendentemente para rochas de maior permeabilidade até encontrarem estruturas geológicas que irão permitir o acúmulo deste óleo formando os reservatórios. O petróleo contido nas rochas permeáveis é chamado de óleo e gás convencional enquanto que o contido no folhelho é denominado de não convencional. No Brasil, têm-se camadas de folhelhos negros importantes em várias bacias sedimentares, que segundo estimativas da ANP, teriam uma reserva de 414 tcf de gás não convencional recuperável (EUA = 665 tcf), a maior parte dele no sul-sudeste do país. Em termos econômicos, a produção de gás não convencional é bastante vantajosa já que seu preço é inferior ao do gás convencional. Neste caso, além do decréscimo do custo da energia, a produção de gás não convencional proporciona o surgimento de grande quantidade de indústrias periféricas. A extração de gás de folhelho gera preocupações ambientais em relação às emissões de CO_2 e de CH_4 , ao volume de água e de reagentes químicos utilizados nos processos de fraturamento, à possibilidade de contaminação de águas subterrâneas, à competição no uso de terras em áreas densamente povoadas e a efeitos sísmicos induzidos. Esses riscos podem ser controlados empregando-se boas práticas da engenharia, monitoramento em tempo real e regulamentação adequada. A humanidade necessitará de petróleo por vários anos e o gás natural, dentre os derivados de petróleo, é o produto mais limpo e o que emite a menor quantidade de gases que produzem o efeito estufa. Neste cenário, o gás não convencional que possui baixo custo de produção, é uma alternativa energética importante para o Brasil e poderá servir para uma transição mais limpa e segura entre a era do carvão para a das fontes de energia renováveis.

Palavras-chave Gás não convencional. Viabilidade no Brasil. Produção. Impactos. Fraturamento hidráulico.

INTRODUÇÃO

Neste texto são abordados os combustíveis fósseis não convencionais, com destaque para o gás. Inicialmente são apresentados alguns conceitos, em seguida os processos formadores, como podem ser explorados, quais os problemas inerentes à produção e quais as soluções para transformar este importante recurso natural em uma fonte energética possível para o Brasil, tendo como referência uma produção melhor, econômica e sustentável.

O petróleo é uma substância natural orgânica composta majoritariamente por grandes moléculas de H e C (~90%), S (até 5%), O, N, e traços de outros elementos (como Ni, V etc). Ocorre principalmente ocupando os espaços vazios entre grãos das rochas sedimentares, cavidades produzidas por dissolução em rochas carbonáticas e em fraturas, ou em vesículas resultantes de resfriamento de rochas vulcânicas, principalmente basaltos. Pode ocorrer no estado líquido (óleo ou óleo cru), no estado gasoso (gás natural) e no estado sólido (betume ou asfalto). Para formar um sistema petrolífero é necessário que ocorra uma deposição, em ambiente lacustre ou marinho, de matéria orgânica normalmente composta por minúsculos organismos planctônicos (algas e animais), associada com sedimentos finos que vão originar rochas sedimentares de granulação fina enriquecida em matéria orgânica. O lento soterramento desses sedimentos provoca o aumento da pressão, o que leva a compactação e geração da fissilidade, estruturando a rocha em folhas ou lamelas, assim como um aquecimento gradual. Quando estas rochas sedi-

mentares apresentam mais de 5% de matéria orgânica e fissilidade são denominadas de folhelhos negros.

Ao atingir a temperatura de 30° C a matéria orgânica é modificada em querogênio; quando atinge 90° C é modificada para o estado líquido, chamado de óleo, e quando a temperatura eleva-se para aproximadamente 130° C é modificado para gás. Portanto, a partir dos folhelhos negros é formado o petróleo e esta rocha é chamada de rocha geradora. Quando existem condições de migração, como fraturas e intercomunicação entre os poros das rochas sedimentares, o óleo e o gás gerados irão migrar ascendentemente, normalmente para rochas mais jovens e de maior permeabilidade até encontrarem estruturas, como dobras e falhas geológicas, que coloquem rochas impermeáveis como barreiras, impedindo a continuidade da migração do petróleo. Nessas condições estes irão se acumular nas rochas permeáveis, formando os reservatórios de óleo e gás. Estas rochas porosas e permeáveis, principalmente arenitos e rochas carbonáticas, são denominadas de rochas reservatório. O petróleo e gás extraído das rochas reservatório são aqueles que normalmente são retirados, por exemplo, dos campos petrolíferos da plataforma continental brasileira e são chamados de óleo e gás convencionais. Por outro lado, o gás e o óleo contidos nos folhelhos negros (rochas geradoras) são denominados de óleo e gás não convencionais, pois estão em rochas de muito baixa permeabilidade, sendo necessário submeter essas rochas a processos de fraturamento para a retirada do hidrocarboneto (óleo e gás) através das fraturas então geradas.

ESTIMATIVAS DE RECURSOS NO BRASIL

Na avaliação da quantidade de hidrocarboneto existente e/ou recuperável de um determinado reservatório têm que ser levados em consideração vários fatores, dentre os quais a extensão da rocha portadora de hidrocarboneto, sua porosidade, a saturação de gás e óleo e o conteúdo médio de hidrocarboneto por unidade de volume, assim como o fator de recuperação. O volume do reservatório é calculado com base em mapas geológicos e de isópacas (que mostram a espessura das camadas de rochas sedimentares). A porosidade e a saturação de hidrocarboneto (proporção do espaço poroso ocupado por óleo e gás) são estimadas com base nos perfis elétricos e o fator de recuperação, que é a porcentagem do hidrocarboneto total que pode ser retirado do reservatório, é estimado com base em ensaios de laboratório e também na porcentagem de recuperação de reservatórios similares.

Para estimar o potencial de um reservatório para hidrocarboneto pode-se calcular o recurso e a reserva de óleo e gás. O termo recurso refere-se à quantidade total de óleo e gás que se acredita existir fisicamente dentro do reservatório considerado. O termo reserva refere-se à quantidade de óleo e gás que técnica e economicamente pode ser produzido a partir do reservatório estudado (MCGLADE, 2013). No Brasil ainda não se dispõe de estudos técnicos detalhados que permitam estimar os recursos e as reservas disponíveis de hidrocarbonetos não convencionais. Os dados atualmente disponíveis são apenas estimativas feitas a partir dos volumes médios de folhelhos existentes nas bacias sedimentares brasileiras e com valores médios de teor de matéria orgânica contida nestes folhelhos com base em analogias com outras formações geológicas produtoras de óleo e gás de folhelho.

No Brasil, têm-se camadas de folhelhos negros importantes em diferentes formações geológicas de várias bacias sedimentares paleozoicas e mesozoicas. Por analogia com o campo Barnett, no Texas (USA), a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível – ANP (2012) elaborou a seguinte estimativa apenas para gás não convencional recuperável para as bacias sedimentares continentais: Bacia do Paraná = 226 tcf (trilhões de pés cúbicos); Bacia do São Francisco = 80 tcf; Bacia do Recôncavo = 20 tcf; Bacia do Parnaíba = 64 tcf; Bacia dos Parecis = 124 tcf; sugerindo uma estimativa de 414 tcf de gás não convencional recuperável no país. Comparado com as estimativas elaboradas pela agência de Administração de Informação de Energia – AEI dos Estados Unidos (2013) para a China, de 1115 tcf, para os Estados Unidos, de 665

tcf e para a Argentina, de 802 tcf, podemos considerar que o Brasil tem um bom potencial para a produção de gás não convencional.

MÉTODOS DE EXTRAÇÃO E PRODUÇÃO DE GÁS DE FOLHELHO

Para que uma determinada camada de folhelho negro tenha condições de ser produtora de gás não convencional é necessário caracterizar que a rocha objeto de estudo tenha boa prospectividade. Para isto, além da avaliação do volume de folhelho negro presente, deve-se considerar alguns outros critérios tais como, o ambiente de deposição do folhelho, a profundidade da camada, o teor médio de matéria orgânica total presente na rocha e a maturidade termal.

A caracterização do ambiente deposicional do folhelho, ou seja, se é marinho ou lacustre/lagunar é importante no sentido que folhelhos depositados em ambientes marinhos possuem tendência a conter menos argilo-minerais e maior quantidade de minerais mais rúpteis, como quartzo e carbonatos, que tornam a rocha mais fácil de quebrar nos processos de fatramento hidráulico.

A definição da profundidade do topo e da base da camada de folhelho é necessária uma vez que camadas situadas a profundidades entre 1000 e 3000 metros têm maior favorabilidade para gás não convencional, visto que camadas situadas a profundidades inferiores a 1000 metros apresentam pressão de reservatório mais baixa, tornando mais difícil a recuperação tanto do óleo como do gás, além de ter maior facilidade de perda de gás para a superfície por meio de fraturas e falhas pré-existentes. Em adição, em menores profundidades, há a tendência de ocorrer maiores quantidades de água preenchendo as fraturas. Por outro lado, as camadas situadas a profundidades maiores do que 3000 metros possuem permeabilidade reduzida e custos de perfuração e completação de poços mais elevados.

Como a matéria orgânica (C orgânico), em especial microrganismos e plantas, é essencial para o provimento de carbono, oxigênio e hidrogênio necessário para a geração de óleo e gás natural, a medida do teor total de carbono orgânico (TOC) é fundamental para avaliar o potencial do folhelho para geração de óleo e gás. Para uma camada de folhelho ter boa prospectividade para gás não convencional é necessário, entre outras coisas, que a rocha tenha uma média de TOC da ordem de mais de 2%.

Outro fator importante para a definição da camada de folhelho negro como potencial produtora de gás não

convencional é a medida de maturidade termal (R_o), que indica o quanto a camada de folhelho tem sido exposta à temperatura necessária para transformar a matéria orgânica em hidrocarbonetos. A refletância ($R_o\%$) de certos tipos de materiais/minerais, como a vitrinita, por exemplo, é usada como indicadora dessa maturidade termal. Normalmente a maturidade termal de uma área com boa prospectividade para óleo tem R_o maior que 0,7%, enquanto para gás natural é necessário ter R_o entre 1,0% e 1,3%. Áreas sem gás normalmente tem R_o maior do que 1,3%.

Após a seleção das áreas favoráveis para extração de gás não convencional e antes da realização das perfurações de poços devem ser efetuados estudos das características petrofísicas (porosidade em meso, micro e nanoescala, permeabilidade, saturação de água), propriedades mecânicas das rochas e estudos do padrão de fraturas em meso e microescalas nas rochas. Outro aspecto importante é a avaliação do passivo ambiental da área selecionada antes das atividades de perfuração e produção dos poços.

A extração de gás não convencional em folhelho se inicia com a perfuração de um poço vertical (normalmente de 1500 a 3000 metros) até atingir as proximidades da camada da rocha portadora do gás. Esse poço é revestido por tubos de aço, que são conectados uns aos outros, e o espaço entre a parede exterior dos tubos e a parede do furo é preenchido por cimento, a fim de estabilizar as rochas ao redor do poço e de impedir que os fluidos de perfuração e gases contaminem as rochas e aquíferos atravessados pela perfuração. Quando essa perfuração atinge a camada de folhelho portadora de gás, o poço é gradativamente desviado para uma perfuração sub-horizontal por mais 1500 metros aproximadamente. Essa seção horizontal do poço também é revestida de cimento. A partir da finalização da perfuração e completação do poço inicia-se o processo denominado de “fraturamento hidráulico”, que já é usado largamente na indústria do petróleo para melhorar a recuperação de óleo e gás em reservatórios com baixa permeabilidade. Este processo consiste no bombeamento para dentro do poço de um fluido, que pode ser água, dióxido de carbono, nitrogênio ou propano, com uma pressão maior do que a resistência do folhelho fazendo com que sejam criadas ou reativadas diversas pequenas fraturas no reservatório, tornando-o mais permeável para estimular a produção de óleo e gás. O processo de fraturamento é realizado empregando-se pequenos aparatos explosivos que são ativados sequencialmente do final da perfuração horizontal para o início. Durante o fraturamento, o conjunto é pressurizado para

propagar as fraturas através da camada de folhelho. O fluido mais utilizado para pressurizar o poço e fraturar as rochas é constituído em média por 90% de água, 9% de areia e em torno de 1% de produtos químicos. A areia tem como função manter as fraturas abertas (impedindo que se fechem por ação da carga das camadas de rochas sobrejacentes) e a permeabilidade ao longo do arranjo de fraturas. A composição dos aditivos químicos varia em função das características do poço e das rochas a serem fraturadas, mas em um procedimento normal pode conter mais de uma dezena de produtos. Cada componente possui uma finalidade específica dentro do projeto, incluindo, por exemplo, os produtos redutores de atrito, para permitir que uma maior injeção de fluido seja feita com menor pressão; os biocidas, para impedir o crescimento de microrganismos (bactérias) para impedir incrustação biológica nas fraturas diminuindo a permeabilidade; os produtos anticorrosivos, como o hidróclorídrico, para impedir a deterioração dos revestimentos dos poços e ácidos, para remoção dos restos de cimento e de lama de perfuração no entorno do poço e para dissolução de minerais carbonáticos visando melhorar a circulação de outros fluidos.

O processo de fraturamento hidráulico inclui diversos cuidados que são tomados para evitar processos de contaminação de água subterrânea. Dentre eles os mais importantes consistem na instalação de revestimentos de aço e cimento em toda a extensão do poço, efetuar o fraturamento somente em camadas de folhelhos situadas a grandes profundidades, geralmente entre 2000 e 3000 metros, e a uma distância de pelo menos 850 metros de fraturas e falhas geológicas importantes, para impedir eventual escape de gases da rocha fraturada para a atmosfera. Cumpre assinalar que o escape de metano para a atmosfera e para dentro de alguns aquíferos já ocorre naturalmente em algumas regiões, por meio de fraturas naturais existentes nas rochas sobrejacentes, sem qualquer intervenção antropogênica.

Após o fraturamento hidráulico, parte significativa do fluido injetado no poço retorna à superfície e é denominado de *flowback*. À sua composição original estão incorporados minerais oriundos da rocha fraturada, sendo necessário, portanto, o tratamento adequado da água de *flowback* para que não ocorra contaminação do meio ambiente. Assim, a disposição apropriada do fluido de *flowback* é muito importante para a proteção das águas superficiais e subterrâneas. Vale ressaltar que na grande maioria dos casos estes fluidos são re-injetados no interior de poços perfurados inoperantes. Nos Estados Unidos, o processo de

disposição subterrânea destes fluidos é regulado e controlado por agências governamentais de proteção ambiental. Em função das características geológicas das áreas, os fluidos, de maneira alternativa, são tratados e descarregados em reservatórios provisórios (barragens), e posteriormente reutilizados em novos processos de fraturamento hidráulico. Foi observado que a injeção subterrânea dos fluidos de *flowback* pode induzir microssismos perceptíveis somente por equipamentos ou até mesmo, em pequenas proporções, sismos de baixa intensidade, perceptíveis pelo homem. Isto ocorre pelo fato da água reinjetada penetrar pelos poros da rocha aumentando a pressão entre os grãos e, se as rochas estiverem com o seu sistema de tensão já próximo da instabilidade, o aumento da pressão intragranular pode produzir a ruptura e a liberação de energia com a consequente produção de sismos, como documentado, por exemplo, no estado americano de Oklahoma.

Após o processo de fraturamento hidráulico o poço começa a produção de gás que irá ser captado na boca do poço. Normalmente grande parte da quantidade de gás armazenada na área fraturada será produzida nos primeiros 18 meses do poço e após este prazo o poço deverá continuar produzindo pequenas quantidades, em média por mais 40 meses aproximadamente, podendo-se adicionalmente perfurar novos poços com novos fraturamentos hidráulicos no mesmo local para manter ou ampliar a produção.

O SHALE GÁS É BOM PARA A ECONOMIA?

Em termos econômicos a produção de gás não convencional é bastante vantajosa, tendo em vista o seu preço inferior ao do gás oriundo do petróleo convencional. Por exemplo, nos Estados Unidos, que reúnem muitas condições favoráveis para a produção de gás e óleo não convencionais, como existência de rede de gasodutos adequada e legislação e regulação pouco burocráticas e eficientes, após o início da produção do gás de folhelho em 2008, o preço do gás baixou de 11 para 4 dólares americanos por milhão de BTUs (*British Thermal Units*) (EIA, 2011). Isto não significa que no Brasil ocorreria situação semelhante, uma vez que aqui as condições técnicas, de legislação e de logística são diferentes, mas pode-se considerar em linhas gerais o que aconteceu nos Estados Unidos como tendência.

Neste sentido, além do decréscimo do custo da energia, a exploração e produção de gás não convencional proporciona o surgimento de grande quantidade

de indústrias periféricas da produção de gás, para o fornecimento de peças, maquinários e de matéria prima e insumos para serem utilizados nos poços perfurados e nas instalações de produção e distribuição de gás, e para o aparecimento de prestadores de serviços tecnológicos especializados. Essa atividade indireta na cadeia de suprimentos pode gerar milhares de novos empregos para engenheiros, geólogos, químicos, trabalhadores em construção, analistas de negócios, operadores de máquinas, especialistas em tratamento de águas e de serviços de sondagens entre outros. No Reino Unido, por exemplo, os investimentos nos próximos anos poderão atingir quase 20 bilhões de reais, proporcionando aproximadamente 75 mil novos empregos, conforme o relatório do *Department for Environment, Food & Rural Affairs* (2014) do Governo do Reino Unido. Considerando a redução do custo de energia para as residências e indústrias, o aumento significativo de empregos gerados direta e indiretamente e o aumento do capital circulante nas comunidades envolvidas com a produção de gás não convencional, pode-se avaliar que, a curto e médio prazos, os impactos econômicos gerados seriam positivos. No entanto, é necessário lembrar que, ao contrário da exploração e produção de petróleo convencional, a produção de gás e óleo não convencional ocorre por um curto período de 5 a 20 anos, considerando-se fluxo contínuo de perfuração de novos poços. Depois deste período, com o término da exploração e produção do gás não convencional, a economia regional poderá diminuir significativamente. Além disto, no aspecto econômico, também devem ser avaliados os custos de outros impactos além daqueles relacionados diretamente com a produção de gás não convencional, como, por exemplo, os custos de tratamento de águas e administração do aumento do tráfego de caminhões e de ruídos e os impactos sobre outras atividades industriais que possam existir na região. Por outro lado, o ciclo entre a descoberta do campo e o início de produção é muito menor do que aquele dos hidrocarbonetos convencionais, o que permite que o investidor tenha o retorno do investimento de maneira muito mais rápida, com menor risco. Acrescenta-se que as profundidades dos poços são menores e o custo de um poço em terra é muito menor do que no mar.

Considerando todos os aspectos econômicos envolvidos com a exploração e produção de gás não convencional, pode-se concluir que esta atividade tem se mostrado bastante benéfica para a economia dos países produtores.

O SHALE GÁS É BOM PARA O AMBIENTE?

Os impactos ambientais gerados na exploração e produção de gás não convencional variam de acordo com a região considerada. Neste trabalho os impactos serão discutidos de forma genérica com base nos estudos atuais desenvolvidos em países onde a indústria do gás não convencional teve seu pleno desenvolvimento durante a última década.

A extração de gás de folhelho gera preocupações ambientais em relação aos seguintes aspectos: a) emissões de CO_2 (dióxido de carbono) e de CH_4 (metano), particularmente em relação ao escape de CH_4 durante as perfurações dos poços e dos processos de fraturamento hidráulico quando comparado com a extração de gás convencional; b) o volume de água e de reagentes químicos utilizados nestes processos de fraturamento e sua subsequente eliminação; c) possibilidade de contaminação de águas subterrâneas e de aquíferos importantes; d) competição no uso de terras em áreas densamente povoadas e e) efeitos físicos do fraturamento hidráulico, como reativações de falhas e fraturas geológicas, e atividades sísmicas. Vários trabalhos e relatórios científicos foram publicados nos últimos três anos, em especial aqueles realizados no âmbito do Serviço Geológico dos Estados Unidos (USGS), do Departamento de Energia dos Estados Unidos, da Agência Internacional de Energia e em várias universidades americanas como a do Texas em Austin, Oklahoma em Tulsa e Carnegie Mellon em Pittsburgh na Pensilvânia.

Em relação às emissões de CO_2 (dióxido de carbono) e de CH_4 (metano) MacKey e Stone (2013) consideram três situações em que as atividades de exploração e produção de gás de folhelho podem emitir gases que produzem o efeito estufa, são elas: 1) durante algumas fases no processo de produção de gás de folhelho, gases podem ser liberados intencionalmente, quando permitido, como no processo de *flowback*, por exemplo, por razões de segurança nas operações e durante certas operações de manutenção dos poços produtivos; 2) emissões de gases produzidas por motores a diesel utilizados para perfuração e fraturamento hidráulico e pela própria queima do gás. Essas emissões seriam principalmente de CO_2 . No entanto, a combustão incompleta pode resultar em outras emissões, tais como metano, compostos orgânicos voláteis e de negro de fumo; 3) emissões não intencionais de gases produzidas por escapes ou vazamentos de CH_4 , através de válvulas, cabeças e revestimentos de poços ou por fraturas e/ou falhas geológicas naturais existentes nas rochas sobrejacentes às camadas de folhelhos,

reativadas por sucessivos processos de fraturamento hidráulico. Hoje em dia, o escape de gases pelos revestimentos dos poços ou por outros componentes do sistema de produção é mínimo, visto que todas as operações associadas à produção de gás não convencional são monitoradas em tempo real e facilmente detectadas. Por outro lado, não é ainda bem compreendido o comportamento mecânico das fraturas naturais existentes nas rochas quando submetidas a sucessivos processos de fraturamento hidráulico, se podem reabrir facilitando o escape do metano ou não. Entretanto, para evitar estes possíveis vazamentos, as áreas com grande densidade de fraturas não são utilizadas para a exploração de gás de folhelho e existem normas regulatórias que estabelecem uma distância mínima entre o poço perfurado e as fraturas importantes, que, no caso da Inglaterra, é de 800 metros. Vazamentos de metano ao longo de fraturas naturais ocorrem mesmo sem nenhum tipo de indução por parte de atividade humana, e sua detecção é utilizada inclusive como método prospectivo. Quando o metano entra em contato com a atmosfera sofre combustão e forma o denominado “fogo fátuo”, comum em pântanos, lagos e em áreas com rochas enriquecidas em matéria orgânica e são registrados no Brasil desde há muito tempo, onde deram início aos mitos indígenas, como por exemplo, o do Boitata, a cobra de fogo.

Jiang et al. (2011), estudando as emissões de gases geradores de efeito estufa do campo produtor de gás de folhelho de Marcellus na Pensilvânia (USA), concluíram que a quantidade total de emissões de gases, quando comparada com as emissões produzidas pela média do ciclo de vida do gás doméstico americano, produzia um acréscimo de 3%, muito inferior a das emissões de CO_2 produzidas pelo carvão quando este é utilizado na geração de eletricidade. Howarth et al. (2012) sugeriram que é necessário mais trabalho para compreender verdadeiramente as emissões de CO_2 e CH_4 decorrentes das atividades associadas ao gás de folhelho e que normas de produção devem ser postas em prática para garantir que essas emissões sejam reduzidas ao mínimo. Há que se considerar ainda que a utilização de gás em veículos e em atividades de geração de eletricidade por termoeletricas reduz consideravelmente a emissão dos gases que geram efeito estufa, quando comparadas com veículos a gasolina ou diesel e com usinas termoeletricas a diesel ou a carvão. O gás de folhelho pode aumentar a oferta de gás no mercado e com preços mais competitivos.

A produção de gás e óleo não convencionais, por envolver perfuração de poços verticais e horizontais e processos de fraturamento em áreas continentais, gera

preocupações ambientais em relação ao volume de água e de reagentes químicos utilizados nos processos de extração do gás e do óleo e quanto à subsequente eliminação da água utilizada, bem como quanto à contaminação potencial de aquíferos e poços de água potável por metano e outros produtos químicos.

A potencial contaminação de aquíferos pelo processo de fraturamento hidráulico foi avaliada pela Royal Society e pela Royal Academy of Engineering da Inglaterra (2012) e pelo Department of Energy and Climate Change do mesmo país (2014). Seus relatórios técnicos mostram que a possibilidade de contaminação de aquíferos por metano ou por produtos químicos utilizados é bastante improvável. Isso se deve ao fato da camada de folhelho fraturada estar a mais 1500 metros de profundidade e a camada de rocha que contem o aquífero ser mais superficial. Além da grande distância entre elas, há ainda camadas de rochas impermeáveis que bloqueariam a passagem de metano e outros contaminantes para a água potável. Além disso, as fraturas produzidas não atingiriam a zona do aquífero e, mesmo que chegassem até ele, não haveria pressão suficiente para os contaminantes atingirem as camadas superficiais.

O processo de contaminação de aquíferos por meio de vazamento de metano pelas paredes dos poços perfurados é muito difícil de ocorrer tendo em vista que hoje em dia os revestimentos dos poços e as novas tecnologias disponíveis impedem o escape dos gases para os aquíferos. Soma-se a isto o fato de que com o monitoramento em tempo real, qualquer tipo de escape de gás é prontamente identificado. Os casos de contaminação de aquíferos por metano derivado de poços relatados nos Estados Unidos estão relacionados a falhas durante a construção de poços, que não seguiram as melhores práticas estabelecidas.

No processo de fraturamento hidráulico é utilizada uma mistura de água e areia com alguns produtos químicos que têm por finalidade facilitar a migração dos gases da rocha para o poço, reduzindo a fricção dos gases com as rochas, expandindo as argilas e evitando o desenvolvimento de bactérias e de corrosão das tubulações. Quando esta água retorna para a superfície, o denominado *flowback*, deverá conter os produtos químicos que foram adicionados e pequenas quantidades de outros elementos químicos derivados de minerais dissolvidos que estão presentes nas rochas, como ferro, sódio, elementos naturais radioativos em baixas quantidades e outros. Na Inglaterra e nos Estados Unidos a água de *flowback* é tratada de forma similar

aos rejeitos de mineração possuindo uma legislação específica que visa minimizar ao máximo a contaminação superficial do solo e aquíferos. Essa legislação envolve um tratamento da água, armazenamento em local adequado e a reutilização da água em novos processos de fraturamento hidráulico ou para outros fins. Atualmente as empresas que operam nesta área estão desenvolvendo novas fórmulas de fluidos substituindo os produtos químicos por produtos vegetais como sementes e gramíneas, ou por substâncias utilizadas nos produtos alimentícios como polisacarina e outros. Nesta linha, a goma de “Guar”, que é produzida a partir da vagem do feijão vem sendo utilizada com sucesso nos fluidos com a função de ajudar a manter as fraturas geradas abertas facilitando o fluxo do gás para o poço (KING, 2014).

Durante o processo de fraturamento hidráulico pode ser consumida uma quantidade de água da ordem de 15 milhões de litros em um poço, sendo que 80% desta água é reutilizada em novos processos de fraturamento. Atualmente estão em desenvolvimento métodos que utilizam CO₂ resfriado (métodos criogênicos) que poderão substituir grande parte do volume de água utilizado (BULLIS, 2013). Este volume de água é grande, mas quando comparado com outras atividades econômicas que utilizam água, essa quantidade de água pode ser considerada normal. Como exemplo, podemos citar o caso do Estado da Pensilvânia nos Estados Unidos, que perfura 800 poços por ano no Campo de Marcellus, que é um dos principais produtores de gás de folhelho, onde o consumo de água no procedimento do fraturamento hidráulico é cerca de 600 vezes menor do que a quantidade utilizada pelas usinas termoeletricas geradoras de eletricidade ou é três vezes menor à quantidade anual gasta nos procedimentos de irrigação (KENNY et al., 2009). Em relação a outras fontes geradoras de energia, a quantidade de litros de água utilizada para gerar 1 milhão de BTU pelo gás não convencional é cerca de cinco vezes menor do que a quantidade utilizada para gerar etanol a partir de milho e de quinze vezes menor do que é utilizado na geração de biodiesel a partir de soja (GWPC; EIA, 2013).

Portanto, na atividade de exploração e produção de gás não convencional existe o risco de contaminação ambiental, como também existe na produção de petróleo convencional. Entretanto este risco pode ser controlado e minimizado empregando-se boas práticas da engenharia, monitoramento em tempo real e regulamentação adequada.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A humanidade necessitará de petróleo e de seus derivados por pelo menos mais quarenta anos, de sorte que qualquer nova possibilidade de utilização de gás deve ser adequadamente avaliada. O Balanço Energético Nacional (2013) mostra que 11,5 % da matriz energética brasileira é constituída por gás natural, o qual, dentre os derivados de petróleo, é o produto mais limpo e o que emite a menor quantidade de gases que produzem o efeito estufa. Neste cenário, o gás não convencional que possui baixo custo de produção, é uma alternativa energética importante para o Brasil e poderá servir para uma transição mais limpa e segura entre o emprego do carvão e do óleo para o das fontes de energia renováveis.

REFERÊNCIAS

- ARTHUR, M.A.; COLE, D.R. Unconventional Hydrocarbon Resources: Prospects and Problems. *Elements*, v. 10, p. 257-264. 2014.
- BULLIS, K. *Skipping the water in fracking*. MIT Technology Review. 2013. Disponível em: <<http://www.technologyreview.com/news/512656/skipping-the-water-in-fracking/>>. Acesso em 26 de maio de 2015.
- CHAMBRIARD, M. Perspectivas para o Gás Natural. In: *Fórum Estadão Brasil Competitivo*. São Paulo. 2012. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=71193#2012>>. Acesso em 26 de maio de 2015.
- DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE. *Fracking UK Shale*: Water. UK, February 2014. 8 p.
- DEPARTMENT FOR ENVIRONMENT, FOOD & RURAL AFFAIRS. *Economics of shale gas*. 2014. Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/publications/economics-of-shale-gas>>. Acesso em 26 de maio de 2015.
- EIA-Energy Information Administration. *Natural Gas Monthly Report* - July 2011. U.S. Department of Energy, Washington DC. 2011. Disponível em: <http://www.eia.gov/naturalgas/monthly/archive/2011/2011_07/ngm_2011_07.html>. Acesso em 11 de agosto de 2011.
- EIA-Energy Information Administration. *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An assessment of shale formations in 41 countries outside the United States*. U.S. Department of Energy, Washington DC. p. 730. 2013.
- GWPC-GroundWater Protection Council. *Water & Energy*. Disponível em: <<http://www.gwpc.org/programs/water-energy>>. Acesso em 26 de maio de 2015.
- HOWARTH et al. Venting and leaking of methane from shale gas development: response to Cathles et al. In: OPPENHEIMER, M.; YOHE, G. (Eds.). *Climatic Change*, v.113, n. 2, p. 537-549. 2012. Disponível em: <<http://link.springer.com/article/10.1007/s10584-012-0401-0>>. Acesso em 26 de maio de 2015.
- JIANG, M.; GRIFFIN W.M.; HENDRICKSON, C.; JARAMILLO, P.; VANBRIESEN, J.; VENKATESH, A. Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas, *Environ. Res. Lett.*, v. 6, 9 p. 2011.
- KENNY, J.F.; BARBER, N.L.; HUTSON, S.S.; LINSEY, K.S.; LOVELACE, J.K.; MAUPIN, M.A. Estimated use of water in the United States in 2005. *U.S. Geological Survey Circular 1344*. 52 p. 2009.
- KING, H. *Guar Beans and Hydraulic Frackturing*. Geology.com. 2012. Disponível em: <<http://geology.com/stories/13/guar-beans-and-hydraulic-fracturing/>>. Acesso em 26 de maio de 2015.
- MACKAY, D.J.C.; STONE, T.J. *Emissions Associated with Shale Gas Extraction and Use*. Department of Energy and Climate Change, UK: London. 49 p. 2013.
- MCGLADE, C.; SPEIRS, J.; SORRELL, S. Unconventional gas - A review of regional and global resource estimates. *Energy*, v.55, p. 571-584. 2013.
- THE ROYAL SOCIETY; ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING. *Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing*. June 2012. 72 p.