



APROVEITAMENTO DE **HIDROCARBONETOS** **EM RESERVATÓRIOS** **NÃO CONVENCIONAIS** NO BRASIL

Comitê Temático de Meio Ambiente

Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural

CTMA/PROMINP - Projeto MA 09

Maio de 2016

APROVEITAMENTO DE
HIDROCARBONETOS
EM RESERVATÓRIOS
NÃO CONVENCIONAIS
NO BRASIL

Comitê Temático de Meio Ambiente

Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural

CTMA/PROMINP - Projeto MA 09

Maio de 2016

Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural. Comitê Temático de Meio Ambiente (Brasil).

Aproveitamento de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais no Brasil / Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural. Comitê Temático de Meio Ambiente. Brasília:

PROMINP/CTMA - Projeto MA 09, 2016.

1 v. : il. color., gráficos, tabelas.

Inclui bibliografia.

O presente relatório integra o Projeto MA-09 do CTMA/PROMINP

1. Recursos petrolíferos não convencionais - Exploração e produção - Análise. 2. Fraturamento hidráulico - Impactos ambientais - Mitigação 3. Fraturamento hidráulico - Segurança operacional 4. Gás de Folhelho (Gás de Xisto) - Exploração e produção - Análise 5. Meio ambiente - Recursos hídricos - Contaminação 6. Biodiversidade - Preservação I. Título

CDD 627.86

RELATORIA

Ministério de Minas e Energia - MME e Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

COLABORADORES

Adriana Queiroz Ramos	EPE
André Luiz Alberti	EPE
Andrea Nicolino	IBP
Adriano de Moraes	IBP
Antônio Henrique Godoy Ramos	MME/SPG
Carlos Henrique Abreu Mendes	IBP
Carolina Maria H. de G. A. Feijó Braga	EPE
Christine Lombardo Costa Pereira	IBP
Clayton de Souza Pontes	MME/SPG
Daniel Dias Loureiro	EPE
Denise Rosário	IBP
Diego Henrique da Costa Pereira	MMA/SRHU
Diogo Santos Baleeiro	MME/SPG
Hugo Manoel Marcato Affonso	ANP
Jaqueline Meneghel Rodrigues	MME/SPG
João Batista Simon Flausino	MME/SPG
José Botelho Neto	MME/SPG
José Ricardo de Moraes Lopes	EPE
Lauro Donisetti Bogniotti	MME/SPG
Lúcia Fernanda Alves Garcia	MMA/SRHU
Luciano da Silva Pinto Teixeira	ANP
Luciene Ferreira Pedrosa	ANP
Mariana de Assis Espécie	EPE
Mariana Lucas Barroso	EPE
Matheus Batista Bodnar	MME/SPG
Mauro Nunes	IBP
Pamela Cardoso Vilela	EPE
Patrícia Pinheiro	IBP
Ricardo Vaqueiro	IBP
Rita Lima de Almeida	MMA/SRHU
Rodrigo Vellardo Guimarães	EPE
Rosana de Rezende Andrade	ANP
Roseli dos Santos Souza	MMA/SRHU
Silvio Jablonski	ANP
Symone Christine de Santana Araújo	MME/SPG
Verônica Souza da Mota Gomes	EPE
Vinicius Mesquita Rosenthal	EPE

MMA/SRHU – Ministério do Meio Ambiente - Secretaria de Recursos Hídricos e Ambiente Urbano;
MME/SPG – Ministério de Minas e Energia - Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis;
EPE – Empresa de Pesquisa Energética;
IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

REVISÃO

O presente relatório foi revisto por dois especialistas na área de recursos não convencionais e fraturamento hidráulico, o Professor Paul L. Younger, da School of Engineering - University of Glasgow; e o Professor Marcos Antônio Rosolen, do Centro de Estudos de Petróleo - Cepetro da Universidade Estadual de Campinas - Unicamp.

SUMÁRIO

PREFÁCIO	9
RESUMO EXECUTIVO	11
1. INTRODUÇÃO	21
1.1. Exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais	21
1.2. Potencial brasileiro.....	22
1.3. Política Energética.....	24
1.4. Histórico	24
1.5. Motivação.....	26
1.6. Legislação Vigente.....	28
2. METODOLOGIA	30
2.1. Aporte de informações da União Europeia a partir do Relatório Amec	30
2.2. Estudo de Caso: Missão ao Reino Unido.....	30
3. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE RECURSOS PETROLÍFEROS NÃO CONVENCIONAIS – IMPACTOS POTENCIAIS E MEDIDAS DE MITIGAÇÃO	34
3.1. Impactos potenciais e medidas de mitigação e regulação	34
3.1.1. Uso do solo e ocupação do território.....	34
3.1.2. Expansão de fraturas e sismicidade	35
3.1.3. Contaminação de recursos hídricos	41
3.1.3.1. Águas superficiais.....	41
3.1.3.2. Águas subterrâneas.....	44
3.1.4. Usos múltiplos da água	51
3.1.5. Alterações da qualidade do ar	54
3.1.6. Emissões de gases de efeito estufa (GEE).....	56
3.1.7. Impactos à saúde humana	58
3.1.8. Impactos para a biodiversidade e conservação da natureza	66
3.1.9. Alterações da paisagem	67
3.1.10. Impactos ao patrimônio cultural e comunidades locais	68
3.2. Temas críticos.....	70
3.2.1. Integridade do poço	70
3.2.2. Fluido de fraturamento	75
3.2.3. Operação de fraturamento hidráulico	81
3.2.3.1. Mapeamento microsísmico	81
3.2.4. Tratamento da água de retorno (<i>flowback water</i>)	83

4. MEDIDAS DE MITIGAÇÃO E REGULAÇÃO.....	86
4.1. Restrições locacionais para a instalação de equipamento de fraturamento, perfuração de poços e armazenamento de água e fluido residuais.....	86
4.2. Definição de critérios para a instalação de bases de perfuração	87
4.3. Definição de distância de segurança entre a base de aquíferos e a rocha a ser fraturada	87
4.4. Definição de critérios de armazenamento, tratamento e destinação de água e fluidos residuais	88
4.5. Definição de procedimentos para o armazenamento, tratamento e destinação de materiais radioativos naturais (NORM)	88
4.6. Definição das variáveis ambientais e geológicas a serem consideradas no levantamento prévio à atividade (<i>baseline</i>) e extensão da área a ser pesquisada	89
4.7. Definição das variáveis ambientais, frequência e extensão da área alvo durante a vida útil do poço	89
4.8. Fraturamento hidráulico	91
4.9. Definição de critérios para aprovação e divulgação de componentes dos fluidos de fraturamento.....	91
4.10. Definição de metodologia para o acompanhamento da propagação de fraturas em tempo real.....	91
4.11. Definição de metodologia para o acompanhamento de sismicidade induzida em tempo real.....	91
4.12. Definição de critérios para completação de poços visando à redução de emissões...	92
4.13. Definição de critérios para a queima de gás (<i>flaring</i>)	93
4.14. Emissões de carbono.....	93
4.15. Definição de critérios para o abandono e posterior monitoramento de poços	93
4.16. Definição de metodologia para análises de risco da atividade.....	94
5. ESTUDOS DE ÂMBITO REGIONAL OU NACIONAL	95
5.1. Geologia	96
5.2. Recursos de subsuperfície.....	98
5.3. Normatização do uso de produtos químicos	98
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES GERAIS	99
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS ADICIONAIS	105
GÁS “NÃO CONVENCIONAL” OU “GÁS DE XISTO” - Perguntas e Respostas	109

PREFÁCIO

Em junho de 2013, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE autorizou a realização da 12ª Rodada de Licitações de blocos para a exploração e a produção de petróleo e de gás natural. A rodada teve como principal objetivo a ampliação da oferta de gás natural em terra, com a inclusão de 240 blocos, tanto nas “Bacias Maduras”, quanto naquelas consideradas como de “Novas Fronteiras Tecnológicas e do Conhecimento”. Pela primeira vez em uma licitação se chamou a atenção para a abrangência do contrato de concessão ao se frisar a possibilidade de “exploração e produção de gás natural a partir de recursos convencionais e não convencionais”.

A menção explícita aos recursos não convencionais estava alinhada ao momento histórico de grande êxito da revolução do *shale gas* nos Estados Unidos. Porém, sua inclusão no cenário brasileiro visava mais a estimular o conhecimento geológico das bacias sedimentares do país do que uma real expectativa de produção de recursos não convencionais em curto prazo.

Nesse sentido, um elemento distintivo da 12ª rodada foi a determinação contratual da perfuração de poços, na fase de exploração, que atingissem e atravessassem o objetivo estratigráfico mínimo exigido. Para cada um desses poços, foram demandadas a análise de perfis, amostragens e análises de parâmetros indicativos da presença de *sweet spots* - porções da rocha geradora que, efetivamente, permitem viabilizar a produção de hidrocarbonetos com a necessária economicidade. Estimava-se que seriam perfurados, em cerca de cinco anos, pelo menos 26 poços “estratigráficos”, permitindo melhor avaliar o potencial das rochas geradoras e ampliar o conhecimento da estrutura das bacias sedimentares em questão.

No entanto, já naquele momento era claro que a experiência americana, dada a sua especificidade, não seria facilmente replicável em qualquer outro lugar do mundo – não basta que se disponham de indícios geológicos propícios; é necessária a conjugação de fatores relacionados à tecnologia, mão de obra qualificada, empreendedorismo, mercado consumidor local, insumos e fornecedores adequados e redes de distribuição, mas acima de tudo, o conhecimento acumulado resultante do esforço sistemático de perfuração de poços.

A exploração não convencional depende da disponibilidade de dados geológicos que permitam a localização precisa dos *sweet spots*. Tratam-se de formações com distribuição randômica, o que demanda um processo amostral significativo. Enquanto nos Estados Unidos, têm-se cerca de cinco milhões de poços perfurados, malha de gasodutos desenvolvida e recursos convencionais em declínio, no Brasil, o cenário não poderia ser mais antagônico: pouco mais de 30 mil poços perfurados, recursos convencionais ainda pouco explorados no ambiente *onshore* e malha de gasodutos restrita.

Mesmo em condições favoráveis, havendo a disponibilidade para os dois tipos de recurso, por questões de economicidade, a exploração convencional sempre terá prioridade. Embora se estime que o Brasil tenha recursos não convencionais importantes, o prazo para desenvolvimento dessas atividades deverá ser longo, em função, também, das oportunidades provavelmente ainda disponíveis para a exploração convencional.

Por outro lado, as manifestações negativas por parte de setores da sociedade civil e a proposição de ações civis públicas em diversos estados da Federação são indicativos claros da insuficiência de discussão mais ampla acerca da viabilidade de produção segura de recursos não convencionais, e dos possíveis benefícios sociais e econômicos dela decorrentes.

O presente relatório buscou contribuir para a superação desses conflitos, a partir da compilação de uma base consistente de informações na literatura internacional, incluindo relatos de impactos documentados, medidas mitigadoras sugeridas e arranjos regulatórios adotados. O trabalho foi possível a partir da iniciativa dos Ministérios de Minas e Energia - MME e do Meio Ambiente - MMA, no âmbito do Comitê Temático de Meio Ambiente (CTMA) do PROMINP (Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural).

O relatório não pretende avaliar ou estimular a imediata exploração de recursos não convencionais no país. Assim, como a ANP publicou Resolução específica sobre o tema, em linha com as melhores práticas internacionais, e em processo aberto à participação da sociedade, visando à segurança regulatória em processos futuros, o relatório busca cumprir um papel similar - preencher lacunas de conhecimento e contribuir para a ampliação do debate qualificado, com base em estudos científicos e, especialmente, no histórico da atividade nos Estados Unidos.

Entendemos que um país com a dimensão e as especificidades regionais do Brasil não pode abdicar *a priori* da busca de novas fontes de energia, em especial daquelas que terão um papel importante na fase de transição para uma economia de baixo carbono. Nosso compromisso é garantir que o aproveitamento de hidrocarbonetos não convencionais no Brasil, quando ocorrer, se realize com a necessária transparência, a garantia da segurança operacional, a proteção à saúde humana e a preservação do meio ambiente.

Silvio Jablonski
Chefe de Gabinete da ANP

RESUMO EXECUTIVO

O avanço tecnológico das atividades de perfuração e dos métodos de fraturamento hidráulico contribuiu para viabilizar o aproveitamento dos recursos petrolíferos não convencionais nos Estados Unidos. O país, grande consumidor de petróleo e gás natural, apresentou, nos últimos anos, tendência declinante da sua produção de petróleo a partir de jazidas convencionais. A ampliação do aproveitamento dos recursos não convencionais levou ao fortalecimento da economia americana, impactando globalmente a indústria petrolífera, e aumentando a importância desse tipo de recurso no cenário mundial.

Com base no resultado positivo de empreendimentos em países como os Estados Unidos e o Canadá, o governo brasileiro vem implementando ações no sentido de quantificar os volumes de recursos petrolíferos não convencionais no País. Em atendimento às diretrizes estabelecidas na Resolução nº 8, de 2003, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, o Ministério de Minas e Energia - MME, com o apoio de suas instituições vinculadas, tem fomentado tanto a aquisição de dados geológicos, quanto a reavaliação das informações geológicas disponíveis nas bacias maduras e de novas fronteiras. No caso da produção declinante do gás natural em bacias terrestres, entende-se que o aproveitamento dos recursos não convencionais poderia contribuir fortemente para a manutenção das atividades exploratórias nas bacias maduras, assim como para o aumento da oferta de energia e a consequente distribuição de emprego e renda.

Nas bacias maduras, tais como as bacias terrestres do Recôncavo, Espírito Santo, Sergipe-Alagoas e Potiguar, onde não há expectativa de novas descobertas com grandes volumes de hidrocarbonetos em reservatórios convencionais, a existência de uma infraestrutura já instalada, com fornecedores de bens e serviços, torna esses locais propícios para o início da exploração e produção de jazidas não convencionais no País.

Uma das ações de governo para aumentar o conhecimento do potencial de recursos petrolíferos não convencionais no País ocorreu no âmbito das rodadas de licitações, notadamente a 12ª Rodada de Licitações, ocorrida em 2013.

Os Blocos oferecidos na rodada foram selecionados em bacias terrestres de novas fronteiras exploratórias e maduras, “com os objetivos de ampliar as reservas e a produção brasileira de gás natural, ampliar o conhecimento das bacias sedimentares, descentralizar o investimento exploratório no país, desenvolver a pequena indústria petrolífera e fixar empresas nacionais e estrangeiras no País, dando continuidade à demanda por bens e serviços locais, à geração de empregos e à distribuição de renda”¹.

Naquela oportunidade, estabeleceu-se como regra que o primeiro poço perfurado na fase de exploração, nos blocos localizados nas bacias do Parnaíba, Potiguar, Paraná, Recôncavo e Sergipe-Alagoas, deveria atingir e atravessar o objetivo stratigráfico mínimo exigido, realizando perfis de poço, amostragens e análises específicas. Observou-se, no entanto, uma forte oposição ao fraturamento hidráulico no País, materializada em manifestos e ações civis públicas muitas vezes

¹ Edital de Licitações para a Outorga dos Contratos de Concessão para Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural - Décima Segunda Rodada de Licitações.

http://www.brasil-rounds.gov.br/round_12/portugues_R12/edital.asp

com base em informações fragmentadas que tenderam a amplificar as expectativas de impactos ambientais, em especial, em relação à contaminação de aquíferos.

A busca por uma posição governamental unificada - Projeto MA-09 do CTMA/PROMINP

No sentido de estabelecer uma posição unificada de Governo, a partir de um quadro sólido de referência capaz de viabilizar a atividade de exploração e produção de recursos petrolíferos não convencionais no Brasil, os Ministérios de Minas e Energia - MME e do Meio Ambiente - MMA propuseram a discussão do tema, no âmbito do Comitê Temático de Meio Ambiente (CTMA) do PROMINP (Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural). Tal iniciativa resultou no projeto “Aproveitamento de Hidrocarbonetos em Reservatórios não Convencionais no Brasil” (Projeto MA-09 do CTMA/PROMINP).

A primeira fase do projeto envolveu a pesquisa a referências internacionais, de modo a catalogar relatos de impactos documentados, medidas mitigadoras sugeridas e arranjos regulatórios adotados. Contou-se ainda com o aporte de informações acerca da questão dos recursos petrolíferos não convencionais, a partir de termos de cooperação com os Estados Unidos e ainda com estudo baseado na regulação europeia e, em especial, no Reino Unido.

Em termos operacionais, o presente relatório sugere, também, a possibilidade de refinamentos à Resolução ANP nº 21, de 10 de abril de 2014, além de procedimentos passíveis de inclusão em futuras normas ambientais, de modo a assegurar uma maior aderência da atividade tanto em relação à segurança operacional, quanto à proteção da saúde humana e preservação ambiental.

Neste trabalho são discutidos, ainda, estudos de cunho regional ou nacional, a serem implementados para a superação de lacunas de conhecimento identificadas a partir da análise da experiência internacional, de modo a ampliar o conhecimento de variáveis de apoio à decisão, quando da oferta de áreas para licitação e licenciamento ambiental da atividade.

Este relatório deverá, ainda, passar por discussão ampla com os setores interessados e representantes da sociedade civil, comunidade acadêmica e Ministério Público. Espera-se, assim, obter um marco conceitual abrangente, que configure a necessária segurança jurídica a próximas ofertas de áreas promissoras para recursos petrolíferos não convencionais, assim como trazer à sociedade a garantia da adoção de medidas mitigadoras e regulatórias capazes de garantir a devida segurança operacional e ambiental.

A exploração e produção de recursos petrolíferos não convencionais – impactos e mitigação

A exploração e produção de recursos petrolíferos não convencionais, além de envolver características específicas relacionadas ao uso do fraturamento hidráulico, associado à completção² de poços horizontais, compreende também um conjunto de atividades comuns à exploração e produção dos chamados recursos convencionais. Dessa forma, tal como qualquer empreendimento voltado ao petróleo e gás natural, a exploração de recursos não convencionais

² Conjunto de operações que possibilita a colocação de um poço de óleo ou gás em produção.

passa por investigações não invasivas (pesquisa sísmica, instalação de equipamentos) e práticas invasivas (perfuração de poços, estimulação), assim como depende de instalações e infraestrutura adequadas para o armazenamento de insumos e o escoamento da produção.

Tendo em conta essas características, para cada tema socioambiental sujeito a impactos, buscou-se dar ênfase aos aspectos específicos da exploração de recursos não convencionais, em detrimento dos efeitos comuns à atividade convencional. Tópicos identificados como de maior relevância, tais como integridade do poço, composição do fluido de fraturamento, geometria do pacote rochoso, expansão de fraturas, sismicidade e tratamento da água de retorno, são discutidos em maior detalhe, em função de sua importância para o correto dimensionamento dos impactos potenciais da atividade.

O fraturamento hidráulico e a perfuração de poços horizontais não são ferramentas novas na indústria de petróleo e gás. O primeiro experimento de fraturamento foi realizado em 1947 e o processo foi aceito como comercial a partir de 1950. O primeiro poço horizontal foi perfurado na década de 1930 e poços horizontais eram comuns no final dos anos 70³.

Levantamento recente da Petrobras indicou um total de 12.048 operações de fraturamento hidráulico, em 5.110 poços, nas diversas bacias sedimentares brasileiras, desde a década de 1950 até fevereiro de 2016⁴.

Dados recentes compilados pela Superintendência de Exploração da ANP, acerca da realização de Teste de Formação em Poço Revestido (TFR), no período de 2011 a 2014, em 63 diferentes locações, indicaram o emprego de fraturamento hidráulico em 18 poços. Tratam-se de reservatórios convencionais, que demandam a utilização de métodos de estimulação. O fraturamento hidráulico foi realizado com volumes de fluido variando de 240 a 2.800 barris, o equivalente, respectivamente, a 38.000 e 445.000 litros.

No Reino Unido, cerca de 10% dos poços perfurados *onshore* (200 de um total de 2.000) passaram por fraturamento hidráulico, sem que tivesse havido qualquer notificação de dano ambiental^{5,6}.

Os principais impactos potenciais e medidas de mitigação verificados no âmbito do estudo são comentados a seguir.

Uso do solo e ocupação do território – o uso de estradas para o trânsito de caminhões, a construção de bases de poços e tanques de água mostram-se como impactos de destaque, em superfície, decorrentes da atividade de exploração e produção de recursos não convencionais. A adoção de bases compartilhadas, que acomodam de seis a dez poços; a otimização da área ocupada para disposição dos equipamentos e instalações; e a utilização de faixas de dutos preexistentes, para minimizar a conversão de áreas em novas faixas de dutos para interligação

³ King, G.E., 2012. Hydraulic Fracturing 101: 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.

⁴ Carta Petrobras E&P-EXP 0251/2016, de 21 de março de 2016.

⁵ Mair, R., Bickle, M., Goodman, D., Koppelman, B., Roberts, J., Selley, R., Shipton, Z., Thomas, H., Walker, A., Woods, E., Younger, P.L., 2012, *Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing*. Royal Society and Royal Academy of Engineering, London. 76pp. (<http://eprints.gla.ac.uk/69554/>).

⁶ Younger, P.L., 2014, Hydrogeological challenges in a low-carbon economy. (The 22nd Ineson Lecture). Quarterly Journal of Engineering Geology and Hydrogeology, 47 (1): 7 – 27. (doi 10.1144/qjegh2013-063). (<http://eprints.gla.ac.uk/87691/7/87691.pdf>).

dos poços, podem contribuir para a redução desses impactos. A atividade deve ser desenvolvida, sempre que possível, considerando a recuperação posterior da área às condições originais. É fundamental, também, a definição de estratégia de monitoramento e calendário de inspeções pós-abandono da área afetada.

Integridade de poço: A falha de integridade de poços, sejam esses convencionais ou destinados à exploração e produção de recursos não convencionais, pode impactar as águas subterrâneas, quando ocorre, por exemplo, migração de fluidos entre formações rochosas. A injeção de fluido de fraturamento e a reinjeção de efluentes, esta com maior ênfase, podem causar perturbações sísmicas⁷ que, em alguns casos, podem comprometer a integridade do poço, ocasionando os impactos mencionados. Portanto, é fundamental que o projeto e a execução da perfuração, do fraturamento hidráulico e a reinjeção de efluentes sejam realizados observando-se as melhores práticas, a regulação existente e as medidas de mitigação que constem das análises de riscos.

Fraturamento hidráulico - A produção de recursos petrolíferos não convencionais exige o estímulo adicional do reservatório por intermédio do fraturamento hidráulico. Após a perfuração e revestimento do poço, estabelecido contato com a formação, ocorre a injeção do fluido de fraturamento, composto por água, “propante”⁸ e produtos químicos, sob alta pressão em segmentos do poço. A pressão de injeção gera tensões na rocha (folhelho ou arenito fechado) que abrem fraturas que se estendem por algumas dezenas a centenas de metros, as quais são mantidas abertas pela intrusão dos grânulos de propante. Ao final da injeção de fluido, a depressurização do poço cria um gradiente de pressão permitindo que os hidrocarbonetos possam fluir da formação até a superfície. Dentre os impactos potenciais negativos advindos do fraturamento hidráulico estão a geração de sismos induzidos, normalmente de pequena magnitude; a reativação de falhas preexistentes; e ainda a possibilidade de se afetar a integridade de poços vizinhos⁹. Em função do estabelecimento de novos campos de tensões quando do fraturamento hidráulico, a mitigação dessa atividade exige uma avaliação geológica, que deve compreender a caracterização detalhada das áreas a serem exploradas para os recursos não convencionais, com especial atenção à composição e variações litológicas, à presença de descontinuidades, arcabouço estrutural e regime deformacional, e quanto à possível reativação de falhas/fraturas preexistentes e interconexão com fraturas induzidas. Um método relevante na caracterização do campo tensões é a modelagem geomecânica, que pode contribuir para o mapeamento de falhas preexistentes, mitigando o risco de geração de sismos durante o fraturamento hidráulico. Portanto, é fundamental a observação das melhores práticas para se evitar impactos advindos do projeto e execução da perfuração, do fraturamento hidráulico e da reinjeção de efluentes, assim como o atendimento à regulação existente e a execução das medidas de mitigação que constem das análises de riscos. A execução das etapas de construção e de operação deve atender fielmente aos requisitos de projeto. Os dados de levantamento por

⁷ USGS, 2015. <http://earthquake.usgs.gov/research/induced/myths.php>

⁸ Os principais materiais empregados como “propante” são areias naturais, areias tratadas com resina e elementos cerâmicos.

⁹ Apesar de se tratar de um tema recorrente nas discussões de impactos potenciais do fraturamento hidráulico, a hipótese de contaminação de aquíferos causada diretamente pela propagação ascendente de fratura, não há evidências, até o momento, que suportem essa hipótese. Como se verá mais adiante, problemas de integridade do poço, em especial aqueles relacionados à cimentação, são considerados como causas muito mais prováveis para as elevadas concentrações de metano termogênico observadas em águas subterrâneas rasas e pontos de suprimento, do que as vias induzidas apenas por fraturamento hidráulico.

microsísmica¹⁰, juntamente com a utilização de outros métodos, tais como a modelagem geomecânica e os modelos de fluxo de fluido, favorecem a melhor compreensão das alterações de tensões nas formações rochosas em subsuperfície, assim como a previsão de eventual sismicidade induzida.

Em termos mais específicos, o relatório sugere um conjunto de medidas necessárias à segurança do procedimento:

- a realização de modelagem hidrogeológica conceitual como subsídio à identificação de eventuais rotas de fuga do gás;
- a adoção de medidas para garantir a integridade do poço, inclusive com a previsão da verificação independente do projeto;
- sempre que possível, empregar produtos químicos não perigosos em fluidos de fraturamento;
- aprovação prévia dos produtos químicos a serem adotados para uso nos fluidos de fraturamento ou a definição de uma metodologia que permita aos reguladores avaliar o risco potencial de quaisquer produtos químicos utilizados;
- providenciar um banco de dados georreferenciados da zona de interesse antes do início da perfuração e fraturamento, incluindo a geologia, águas subterrâneas, microsísmica e atualização subsequente do modelo à medida que novos dados se tornem disponíveis;
- modelagem geomecânica para subsidiar a elaboração do programa de fraturamento, com base nas melhores informações, de modo a prevenir a extensão do crescimento das fraturas além do desejável e a reativação de falhas preexistentes; e
- monitoramento da ampliação e direção de fraturas, com base no mapeamento microsísmico, em tempo real, ou adoção de método equivalente para avaliar a cinética de crescimento das fraturas.

A modelagem prévia e o acompanhamento em tempo real visam a assegurar que as fraturas não se estendam além das formações produtoras e não resultem em eventos sísmicos significativos. O monitoramento da sismicidade induzida e natural deve ser realizado antes, durante e após o fraturamento hidráulico, sempre que os estudos e as informações geológicas da área em questão indicarem a sua necessidade.

Contaminação de recursos hídricos - Os recursos hídricos em aquíferos subterrâneos devem ser preservados de contaminações. A alteração da qualidade da água do aquífero pode impactar os mananciais superficiais e vice-versa, dependendo da conexão hidráulica existente entre ambos. Os derramamentos de superfície, vazamentos de fluidos e lama de perfuração e ainda o cascalho contaminado são potenciais riscos aos recursos hídricos. O mesmo ocorre para materiais contaminantes relativos a acidentes com veículos transportadores de produtos químicos e efluentes, armazenamento inadequado de fluidos e efluentes e eventos de perda de controle de poço. Para os recursos petrolíferos não convencionais, a lista se amplia em função da necessidade de armazenamento de fluido de fraturamento e, em especial, pela significativa quantidade de água de retorno, que exige cuidados específicos de armazenamento, transporte e tratamento. A avaliação hidrogeológica dos aquíferos de subsuperfície deve considerar sua geometria e

¹⁰ Arranjos de geofones superficiais e em poços para captação de microsismos naturais ou devidos à injeção de fluido.

extensão na área, analisando suas propriedades químicas e hidráulicas, porosidade, condutividade hidráulica, transmissividade e qualidade da água. A avaliação deve incluir, também, a consulta ao cadastro nacional e estadual de poços tubulares existentes na área de interesse para os recursos não convencionais. A avaliação deve ser complementada por levantamentos de campo, observando suas características construtivas, especialmente profundidades, filtros e revestimentos, aquíferos explorados, volumes extraídos e dados de qualidade da água, entre outros. Poços rasos para água e nascentes também devem ser incluídos no cadastro.

Outro ponto crítico para o processo de fraturamento hidráulico refere-se ao uso intensivo de água, que pode demandar volumes variando de 10 mil m³ a 25 mil m³ por evento de fraturamento hidráulico. É importante que a demanda do setor de recursos petrolíferos não convencionais seja compatível com a disponibilidade e com a demanda dos demais usos da água na região, mesmo que seu uso seja elevado apenas no momento da operação de fraturamento, quando há o desenvolvimento simultâneo de muitos poços. Os compostos formulados presentes no fluido de fraturamento variam nas concentrações e funções, o que pode resultar em produtos tóxicos tanto no local de apoio destinado à pré-operação, como nas operações da atividade, podendo resultar em impactos socioambientais. A possibilidade de contaminação não é específica para os não convencionais e já vem sendo abordada pela legislação. Os desafios relativos ao fluido de fraturamento se relacionam ao controle das formulações previstas, em função da variedade dos componentes químicos, e ao descarte dos efluentes, em decorrência dos riscos para o meio ambiente e para a saúde humana. Devem-se considerar também os impactos sinérgicos, cumulativos e antagônicos. Com isso, reputa-se essencial, além do gerenciamento da operação pela própria empresa, uma apropriada regulação de todos os aspectos, incluindo aqueles referentes à perfuração exploratória, ao uso e armazenamento de fluidos de fraturamento e às operações de descomissionamento.

A água que retorna durante a fase de fraturamento e operação do poço, uma vez em contato com corpos hídricos ou com o solo, possui o potencial de causar alterações nas características físico-químicas e em parâmetros orgânicos e inorgânicos. Além disso, o fluxo de retorno pode conter materiais radioativos de ocorrência natural (NORM, na sigla em inglês), o que pode implicar na classificação da água de retorno como resíduo radioativo. Até certo limite, o fluxo de retorno pode ser reutilizado em novas operações de fraturamento, contribuindo para a redução do volume de água a ser captado. O fluido remanescente não aproveitável deve ser descartado em estações de tratamento de efluentes, que possuam a capacidade de neutralizá-lo visando à destinação final.

Saúde humana, biodiversidade e conservação da natureza - As pressões e os riscos relacionados com a saúde humana, derivados das atividades de exploração de recursos petrolíferos não convencionais, incluem as emissões de veículos e equipamentos, a potencial contaminação das águas subterrâneas por fugas através dos revestimentos de poços, as descargas de águas residuais contaminadas, o ruído e a exposição a materiais radiativos. Deve-se observar que tais riscos ocorrem também, em gradações diversas, na exploração de recursos petrolíferos convencionais. Tal como acontece em qualquer atividade de construção em grande escala, há riscos para a saúde e segurança dos trabalhadores que exigem cuidados. Impactos para a saúde humana podem advir de várias atividades durante a perfuração e fraturamento hidráulico - exposição a impactos de múltiplos produtos químicos (compostos orgânicos voláteis, material particulado, hidrocarbonetos poliaromáticos), riscos físicos (ruído e radiação), e, em casos mais

extremos, estressores psicossociais relativos à segurança pública, potencial redução de valor das propriedades, e eventual degradação de segmentos sociais. Tais impactos podem afetar diferenciadamente segmentos sociais menos favorecidos ou sem representatividade política. O efeito da combinação cumulativa dos riscos citados, assim como a interação entre produtos químicos e estressores não químicos também devem ser considerados.

Os efeitos sobre a biodiversidade, no que se refere à exploração e produção para não convencionais, não diferem significativamente daqueles esperados na condução da atividade para recursos convencionais: perda direta por remoção da vegetação ou fragmentação de hábitat, decorrente de construção e operação de bases para poços partilhados ou várias bases em uma dada área, instalação de infraestrutura de apoio, dutos, etc.; impactos indiretos (tais como, perturbação pelo ruído, iluminação, presença humana, exposição à poluição em função da contaminação do ar e da água, e a potencial introdução de espécies invasoras). A exploração e a produção de hidrocarbonetos não convencionais possuem como característica distintiva a utilização intensiva de múltiplos poços, de modo a garantir o máximo aproveitamento da área de interesse. Entende-se que a adoção de bases com poços partilhados contribui para uma redução significativa da área ocupada. As atividades associadas à preparação da base e a construção de estradas de acesso têm impactos de curto e médio prazo sobre a paisagem. Naturalmente, a escolha da área para o empreendimento deve evitar locais onde existam sítios de valor histórico ou cultural conhecidos.

A qualidade do ar pode ser diretamente afetada ao longo do ciclo de vida da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural. No caso dos recursos petrolíferos não convencionais, as principais fontes de emissões para a atmosfera relacionam-se à intensificação do tráfego de caminhões, da operação de geradores e maquinaria pesada para a perfuração e do fraturamento hidráulico. Também pode haver fuga de gás natural e outros poluentes a partir da água de retorno e da água produzida¹¹, quando não adequadamente capturados ou queimados. O diferencial das emissões de gases de efeito estufa na exploração e produção de recursos petrolíferos não convencionais está relacionado à intensidade da atividade de construção de poços e aplicação do fraturamento hidráulico: transporte de água, areia, etc.; bombeio do fluido e o tratamento e disposição da água produzida e de retorno e demais resíduos.

A mitigação das emissões de carbono deve ter por base um plano de redução de emissões com a adoção de técnica de “completação verde” (“*reduced emission completion*” ou completação com emissão reduzida) ou similar, além de implementar sistemas de queima do gás na fase de exploração, prévia à conexão à rede de transporte do gás.

A definição de “zonas de amortecimento”, ou de segurança, em relação a pontos de captação de água, zonas residenciais, entre outras, pode ser necessária para evitar ou minimizar riscos de poluição, além de favorecer a adoção de limiares mínimos em nível nacional e assegurar a coerência na sua aplicação em todo o País. As medidas de precaução sugeridas poderão ser reavaliadas ao longo do processo, porém, na fase inicial de exploração e produção contribuem para garantir a proteção de receptores sensíveis. Esses números podem vir a ser estabelecidos caso a caso, em função das condições reais observadas na locação.

¹¹ Água aprisionada nas formações subterrâneas trazida à superfície juntamente com petróleo e gás, durante as atividades de produção desses fluidos.

O registro de condições ambientais preexistentes (*baseline*), obtidas como parte de avaliações ambientais já existentes ou estudos de impacto ambientais (EIA), favorece a aferição do impacto da atividade. Pode-se incluir nessa caracterização inicial a qualidade do ar; das águas de superfície e subterrâneas; pontos de captação de água; qualidade do solo, disponibilidade de recursos hídricos (atuais e previstos); ruído, biodiversidade, inclusive espécies ou habitats protegidos; sismicidade, compreendendo o modelo conceitual de condições geológicas; presença de fugas de metano; uso do solo; poços subterrâneos existentes, e tráfego (especialmente de veículos pesados).

O monitoramento deve considerar o acompanhamento continuado das condições ambientais durante todo o ciclo de vida dos empreendimentos, para facilitar o gerenciamento contínuo e avaliação de desempenho, como parte do cumprimento das condições de licenciamento (inclusive registro de sismicidade induzida e presença de metano em corpos d'água). Deve-se considerar o monitoramento contínuo da água utilizada (origem e volume); as substâncias químicas componentes dos fluidos de fraturamento e de perfuração; taxas de recuperação da água de retorno, tratamento e destinação de resíduos e efluentes; e emissão de gases de efeito estufa.

Previamente ao abandono do poço, deve-se realizar avaliação de risco e estabelecer programa de monitoramento (ar, águas superficiais e subterrâneas, pontos de captação de água, solo, biodiversidade, etc.), assim como definir a instituição responsável pelo acompanhamento após a devolução da área do poço.

Estudos regionais

A elaboração de estudos de âmbito regional por iniciativa governamental, como por exemplo, a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS), pode favorecer a identificação de lacunas do conhecimento em escala mais abrangente. O mapeamento geológico e de aquíferos, a modelagem hidrogeológica e hidrogeoquímica, o mapeamento da sismicidade natural, assim como a normatização de produtos químicos a serem empregados nos fluidos de fraturamento, podem contribuir para a realização da atividade em condições mais seguras e ambientalmente corretas. Tal base de conhecimento será de grande importância para planejamento da atividade, em especial quando validada e ampliada pelos resultados obtidos nas operações em curso. Entende-se que novos dados advindos das condições reais dos reservatórios e a ampliação do conhecimento da geologia e hidrologia das regiões de interesse, permitirão o aprimoramento da atividade, em termos de segurança operacional e proteção ambiental.

Em relação ao conhecimento geológico da área da jazida, a experiência internacional sugere a avaliação prévia das estruturas, tais como falhas, fraturas, zonas deformacionais, e do histórico regional de sismos, de forma a orientar a localização do fraturamento hidráulico. Deve-se observar, no entanto, que muitas das fraturas e falhas antigas jamais interagirão com as atividades atuais de fraturamento¹².

A avaliação geológica permitirá que o fraturamento hidráulico seja implementado de forma segura, não atingindo falhas e fraturas preexistentes, com vistas a minimizar a ocorrência de

¹² Younger, P.L., 2016. Review of the draft of the document "Aproveitamento de Hidrocarbonetos em Reservatórios não Convencionais no Brasil" (Projeto MA-09 do CTMA/Prominp).

sismos na atividade. Também, mostra-se de grande importância a avaliação dos recursos de subsuperfície, incluindo aquíferos e formações propícias à ocorrência de hidrocarbonetos. Os resultados das perfurações que deverão atingir e atravessar os objetivos estratigráficos mínimos, estabelecidos no âmbito das rodadas de licitações de blocos exploratórios, e a base de dados da ANP, podem contribuir para ampliar a base de informações desses recursos minerais.

Transparência e comunicação social

Os impactos potenciais do desenvolvimento dos recursos petrolíferos não convencionais, assim como as estratégias para gestão desses impactos, necessitam ser considerados no contexto dos valores e preocupações das comunidades locais. Mais especificamente, o modo pelo qual residentes venham a ser engajados nas decisões relativas ao desenvolvimento desses recursos petrolíferos será fator determinante da sua aceitação ou rejeição. Para garantir o assentimento do público mais diretamente envolvido, serão necessárias pesquisas multidisciplinares confiáveis e a compreensão, tanto dos impactos existentes, quanto a previsão de impactos futuros, assim como a divulgação dos seus resultados. A aceitação pública do aproveitamento desses recursos energéticos em grande escala somente será obtida pela transparência e credibilidade no monitoramento dos impactos ambientais.

Em especial, será necessário o estabelecimento de procedimentos que garantam a devida avaliação das substâncias químicas, inerentes à atividade, com potencial de causar impactos à saúde e ao meio ambiente. Ressalta-se a necessidade de transparência no processo de declaração das substâncias presentes nos fluidos de fraturamento para os órgãos competentes, assim como para a sociedade, devendo-se compatibilizar a necessidade da informação às devidas regulamentações afetas às informações sigilosas e segredos industriais. Será importante a divulgação dos produtos/substâncias químicas a serem utilizados nos fluidos de fraturamento (composição, nome do produto, a finalidade e o volume a ser utilizado), bem como as quantidades e composição dos resíduos e resultados do monitoramento de poluentes potenciais.

A divulgação da informação favorece a transparência em relação ao empreendimento e a construção de um ambiente de confiança pública na nova indústria.

Capacitação e participação

Recomenda-se estabelecer uma base de informações centralizada, agrupando estudos e dados acerca das iniciativas de exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais no País, assim como, estimular o desenvolvimento de boas práticas aplicáveis ao longo do ciclo de vida da atividade de exploração e produção. Será necessário prover a capacitação e uniformização de conhecimento na ANP e nos órgãos de meio ambiente estaduais e federal. É, também, essencial a ampliação da participação das comunidades diretamente afetadas, e da sociedade em geral, nas discussões relativas à atividade, riscos e medidas de mitigação envolvidos na exploração e produção de recursos petrolíferos não convencionais.

Proposição de atos normativos

Como qualquer empreendimento voltado para a exploração e produção de petróleo e gás natural, a atividade não convencional estará sujeita a normas relativas à segurança operacional e procedimentos de regulação definidos pela ANP, assim como ao licenciamento ambiental.

Com base nos impactos potenciais acima relacionados e possíveis medidas mitigatórias, entende-se que as futuras normas regulatórias devam aprimorar questões relativas à segurança operacional e preservação ambiental, tratando os seguintes temas:

- restrições locacionais para a instalação de equipamento de fraturamento, perfuração de poços e armazenamento de água e fluido residuais;
- definição de critérios para a instalação de bases de perfuração;
- definição de distância de segurança entre a base de aquíferos e a rocha a ser fraturada;
- definição de critérios de armazenamento, tratamento e destinação de água e fluidos residuais;
- definição de procedimentos para o armazenamento, tratamento e destinação de materiais radioativos naturais (NORM);
- definição das variáveis ambientais e geológicas a serem consideradas no levantamento prévio à atividade e extensão da área a ser pesquisada;
- definição das variáveis ambientais, frequência de amostragem e extensão da área alvo durante a vida útil do poço;
- definição de critérios para aprovação e divulgação de componentes dos fluidos de fraturamento;
- definição de metodologia para o acompanhamento da propagação de fraturas em tempo real;
- definição de metodologia para o acompanhamento de sismicidade induzida em tempo real;
- definição de critérios para completação de poços visando à redução de emissões e critérios para a queima de gás;
- definição de critérios para o abandono e posterior monitoramento de poços; e
- definição de metodologia para análises de risco da atividade.

Política energética

Em relação à política energética, pode-se afirmar que o gás natural em terra vem sendo priorizado pelo governo brasileiro como recurso essencial de geração de energia de baixo custo para a sustentação de projetos de desenvolvimento de importância local e regional. O gás natural, tanto convencional, quanto não convencional, é, portanto, parte essencial das opções de política energética do País para o desenvolvimento regional, a geração de riqueza e a redução das desigualdades. Entende-se que, desde que atendidas as corretas condições de prevenção e mitigação, em termos de segurança operacional, proteção da saúde humana e preservação ambiental, os recursos petrolíferos não convencionais podem e devem ser explorados e produzidos para contribuir com a segurança energética do País.

1. INTRODUÇÃO

1.1. Exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais

O aprimoramento de tecnologias aplicadas às atividades de perfuração e à estimulação de jazidas, nos Estados Unidos, foi decisivo para o aproveitamento de recursos petrolíferos não convencionais, nos últimos anos naquele país. A expansão da atividade reverteu a tendência de queda na produção de petróleo e gás, até então baseada em recursos convencionais, levando ao fortalecimento da economia americana e determinando um impacto significativo na indústria petrolífera mundial.

O método utilizado para o desenvolvimento da produção desses recursos petrolíferos não convencionais pode ser descrito sucintamente como a perfuração de rochas geradoras e/ou de reservatórios de baixíssima permeabilidade, por intermédio de poços de longo trecho horizontal associado à realização de fraturamentos hidráulicos múltiplos com espaçamentos projetados. Assim, consegue-se colocar maior área das formações rochosas em contato com o poço, permitindo a obtenção de grandes volumes de hidrocarbonetos.

Deve-se observar, contudo, que, para a obtenção de grandes volumes de hidrocarbonetos, é fundamental a despressurização do poço, por meio do bombeamento do fluido. Com isso a pressão de bolha (*bubble pressure*) do hidrocarboneto supera aquela da cabeça do poço, direcionando o fluxo para cima. A observação de que o gradiente hidráulico durante a produção está orientado na direção do poço é importante como indicativo da inviabilidade de ocorrer o fluxo de contaminantes, na direção de aquíferos sobrejacentes, a partir das fraturas geradas no processo¹³.

Tais jazidas, classificadas como não convencionais, podem ocorrer em formações de baixíssima permeabilidade, como os arenitos fechados (*tight gas*) e folhelhos (*shale gas, shale oil, oil shale*¹⁴), bem como em camadas de carvão (*coalbed methane*). Mais recentemente, a produção de recursos petrolíferos não convencionais nos Estados Unidos vem se acelerando de forma significativa, contribuindo para que esse tipo de recurso aumente sua importância no cenário mundial. Com a intensificação da atividade de perfuração nas formações de folhelhos, a produção de gás não convencional americana equivale, hoje, a cerca de 40% da produção total de gás natural naquele país. A Figura 1 mostra as áreas distribuídas pelo mundo com previsão de ocorrência de recursos petrolíferos não convencionais.

¹³ Younger (2016)

¹⁴ Rocha sedimentar contendo querogênio, um dos primeiros estágios da matéria orgânica na geração do petróleo.

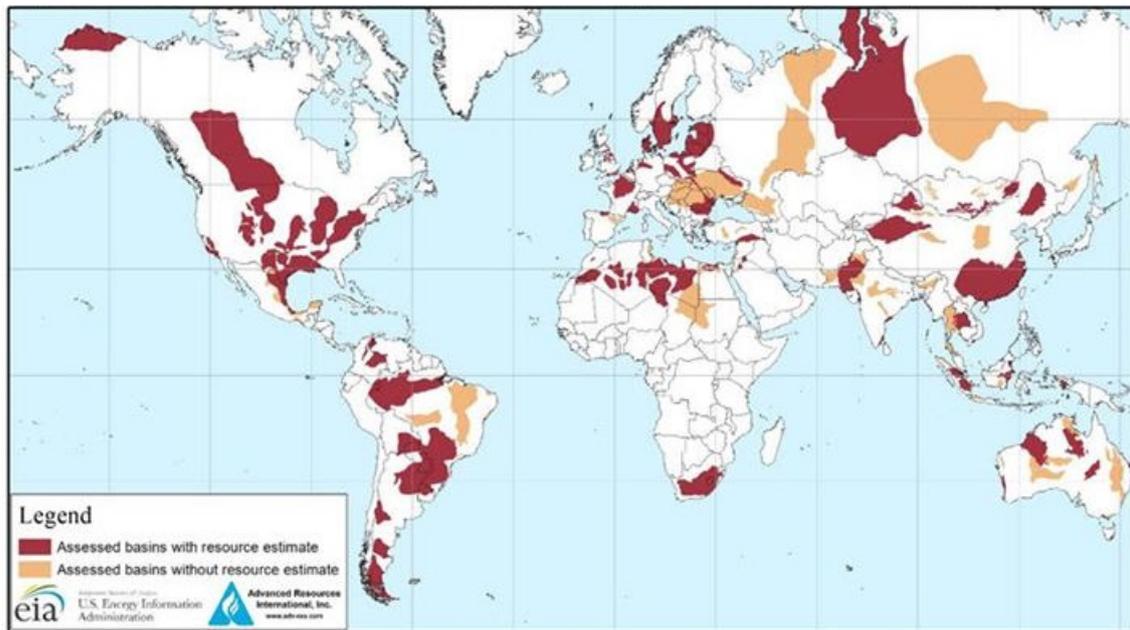


Figura 1: Localização das reservas mundiais de gás e óleo de reservatórios não convencionais. Fonte: EIA (2013)¹⁵

O caminho para os não convencionais nos Estados Unidos teve como base o significativo conhecimento das bacias sedimentares e a malha de gasodutos preexistentes, além dos aspectos peculiares relacionados à efetiva propriedade dos recursos do subsolo - nos Estados Unidos, a propriedade privada dos recursos do subsolo permitiu a negociação direta entre os empreendedores e os detentores dos recursos. O aumento das reservas e a produção de não convencionais configurou-se, até agora, como um fenômeno isolado e restrito à América do Norte, porém com profundos reflexos na geopolítica do petróleo, afetando diretamente os exportadores de gás natural liquefeito (GNL) e, mantidas as tendências atuais, alterando um quadro - até então considerado como imutável - de dependência dos EUA aos produtores externos de gás natural.

1.2. Potencial brasileiro

Ainda que a viabilidade de produção de recursos petrolíferos não convencionais não se restrinja apenas aos Estados Unidos, a replicação do fenômeno americano para outras regiões não é simples ou imediata. Supõe-se que, globalmente, 32% do total estimado para o gás natural se encontrem em folhelhos, enquanto para o óleo, o percentual estaria em torno de 10%, tanto como *shale* ou *tight oil*¹⁶. No intuito de aumentar o conhecimento do potencial dos recursos petrolíferos não convencionais no subsolo brasileiro, o MME, com o apoio de suas instituições vinculadas, tem trabalhado com o objetivo de fomentar a aquisição de dados geológicos e ainda avaliar as informações técnicas disponíveis.

¹⁵ <https://www.eia.gov/conference/2013/pdf/presentations/kuuskraa.pdf>

¹⁶ EIA, 2013. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf

No Brasil, estudos preliminares realizados no âmbito do Plano Nacional de Energia apontam a possibilidade de produção de até 156 TCF (sigla, em inglês, para “trilhões de pés cúbicos”) de recursos de gás não convencional até o ano de 2050. Tal produção estaria sustentada em volumes recuperáveis esperados nas bacias terrestres de São Francisco, Recôncavo, Parnaíba, Parecis, Paraná, Potiguar, Amazonas e Solimões. Contribuem para essa estimativa a possibilidade de produção de hidratos de metano das bacias de Foz do Amazonas e Pelotas, que são bacias marítimas. A Figura 2 ilustra a localização das principais formações rochosas brasileiras com potencial para o desenvolvimento de recursos petrolíferos não convencionais.

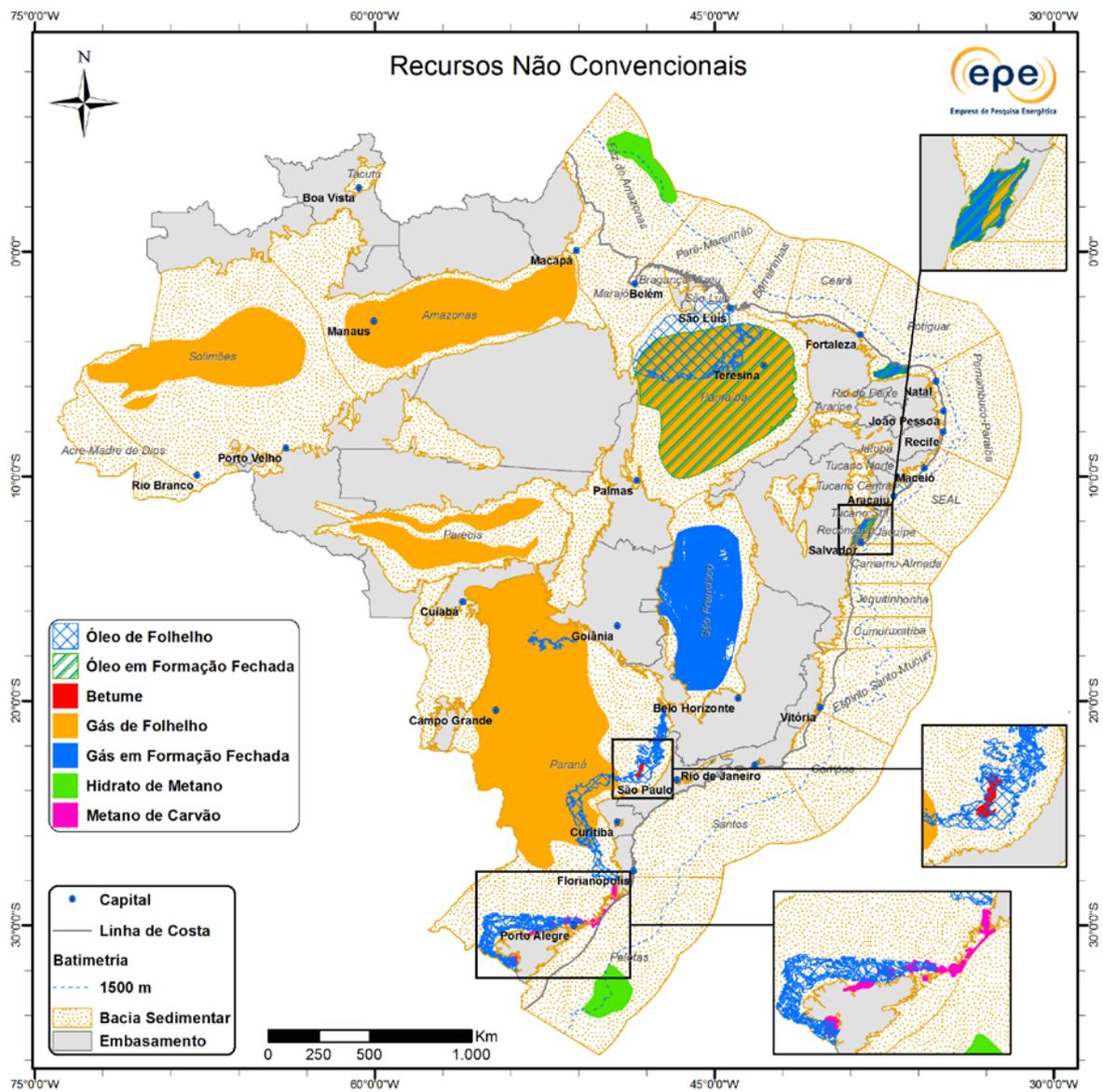


Figura 2 - Plays dos recursos não convencionais no Brasil (Zoneamento Nacional de Recursos de Petróleo e Gás - EPE, 2015).

1.3. Política Energética

O consumo total de gás natural no Brasil aumentou fortemente nos últimos trinta anos, passando de 3,03 bilhões de m³ em 1985 para 43,4 bilhões de m³ em 2014¹⁷. Nas próximas duas décadas, há expectativa de que ocorra um incremento na demanda de gás natural em torno de 30%¹⁸. O uso do gás natural na geração de energia elétrica, em usinas termelétricas no Brasil, ocorre em complemento àquela produzida a partir de recursos renováveis, especialmente no caso da hidroeletricidade, sendo por isso uma garantia às possíveis oscilações nos níveis dos reservatórios de hidrelétricas em períodos de baixa afluência hídrica. O fato de o gás natural se tratar de combustível de baixa emissão relativa de carbono e de gases poluentes, quando comparado a outros combustíveis fósseis, motiva seu emprego na geração de energia elétrica e também como insumo para a indústria petroquímica.

A Política Energética para o setor petróleo e gás natural, tratada na Resolução nº 8, de 2003, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, estabelece, entre outras diretrizes, o objetivo de se manter as atividades de E&P nas bacias maduras e a necessidade de se aumentar o conhecimento do potencial petrolífero das bacias de novas fronteiras. Independentemente do conhecimento geológico existente sobre o potencial petrolífero das bacias mostradas na Figura 2, verifica-se que a produção de petróleo e gás natural nas bacias terrestres do Recôncavo, Espírito Santo, Sergipe-Alagoas e Potiguar está em declínio, permitindo que sejam caracterizadas como bacias maduras. No caso do gás natural, a produção das bacias terrestres também se mostra declinante, apesar do aumento da produção de gás natural em terra decorrente do início de produção de campos na Bacia do Parnaíba, a partir do ano de 2012.

A inexistência da expectativa de novas descobertas com grandes volumes de hidrocarbonetos e a presença de uma infraestrutura já instalada, com fornecedores de bens e serviços, tornam as bacias maduras locais propícios para o início da exploração e produção de jazidas não convencionais. Ademais, as populações locais e os órgãos de meio ambiente estaduais, já conhecedores dos impactos positivos e negativos da indústria petrolífera, podem contribuir para a tomada de decisão em relação à sobrevivência da indústria petrolífera na área, agora com o uso intensivo das técnicas de fraturamento hidráulico, garantindo os benefícios sociais de geração de emprego, recursos energéticos e renda dela advindos.

1.4. Histórico

No âmbito das políticas energéticas para o setor de petróleo e gás, em junho de 2013, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, por meio da Resolução nº 6, autorizou a realização da 12ª Rodada de Licitações, com a oferta de 240 blocos para a exploração e a produção de petróleo e de gás natural, em áreas de novas fronteiras e bacias maduras, visando recursos convencionais e não convencionais. Na Rodada, realizada em novembro de 2013, foram arrematados 72 blocos correspondendo a uma área total de 47 mil km² nas bacias sedimentares do Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Paraná, Parnaíba e Acre. Com base nas ofertas vencedoras, estima-se que serão investidos no mínimo 500 milhões de reais em programa exploratório nessas áreas.

¹⁷ Balanço Energético Nacional - <https://ben.epe.gov.br/BENSeriesCompletas.aspx>

¹⁸ Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2014, Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE

No intuito de contribuir para a avaliação do potencial dos recursos petrolíferos não convencionais no País, para as áreas de concessão localizadas nas bacias sedimentares do Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo, São Francisco e Sergipe-Alagoas, de acordo com as exigências contratuais dessa Rodada, o primeiro poço perfurado na fase de exploração deverá atravessar o objetivo estratigráfico mínimo exigido. Dessa forma, estimou-se melhor avaliar o potencial das rochas geradoras nas bacias em questão: Formação Ponta Grossa (Devoniano), Formação Puga (Neoproterozoico), Formação Pimenteiras (Devoniano), Membro Gomo da Formação Candeias (Berriasiano), Grupo Paranoá (Neoproterozoico) e Formação Muribeca (Aptiano). O concessionário deveria ainda realizar perfis de poço, amostragens e análises específicas, conforme estabelecido no Edital de Licitações¹⁹.

Com as medidas acima, tinha-se a expectativa de que seriam perfurados, em cerca de cinco anos, pelo menos 26 poços com essas características, ampliando de forma significativa o conhecimento da estrutura das bacias sedimentares em questão.

O processo, contudo, não ocorreu com a celeridade esperada. Em agosto de 2013, a Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência – SBPC, temendo impactos ambientais significativos, manifestou-se pela suspensão da licitação de áreas para exploração de “gás de xisto”, na 12ª Rodada de Licitações, até que se aprofundassem os estudos acerca de possíveis prejuízos ambientais. Seguiu-se a recomendação do Ministério Público Federal - MPF, por meio da 4ª Câmara de Coordenação e Revisão (Meio Ambiente e Patrimônio Cultural), em setembro de 2013, de realização de uma avaliação ambiental estratégica para que fossem esclarecidos os riscos e impactos ambientais relacionados à exploração do “gás de xisto”²⁰.

¹⁹ Para os blocos localizados nos setores SPAR-CS; SPAR-CN; SPN-O; SPRC-L; SPRC-O; SREC-T2; SREC-T4; SEAL-T2; SEAL-T3; SEAL-T4 e SEAL-T5, o primeiro poço perfurado na Fase de Exploração deverá atingir o objetivo estratigráfico mínimo exigido e atravessar todo esse objetivo, realizando os seguintes perfis de poço, amostragens e análises mínimas nesta unidade:

- Perfis de Poço: Cáliper, Resistividade – com ao menos três profundidades de investigação distintas, Densidade, Neutrão, Sônico com medida de velocidade da onda compressional e cisalhante, Raios Gama, Espectroscopia de Captura de Elementos, Ressonância Magnética e Perfil de Imagem.
- Amostragens: coleta de amostra de calha a cada 3 metros, ou menor espaçamento, em quantidade de 500g após lavada e seca; para todos os intervalos com GR > 85 unidades API, retirar amostra lateral a cada 1 metro, ou menor espaçamento, exceto nos casos em que, comprovadamente, se tratar de arenitos ou arcóseos radiativos;
- Análises: Carbono Orgânico Total (COT) em todas as amostras de calha coletadas a cada 3 metros; Pirólise Rock Eval, Reflectância da Vitrinita e Petrografia Orgânica (análise morfológica do querogênio) em todas as amostras de calha com COT > 1%; identificado intervalo com espessura maior ou igual a 5 metros com COT médio > 1% e pico S1 médio > 0,5 mg HC/g rocha ou pico S2 > 2,5 mg HC/g rocha, torna-se obrigatória a realização das seguintes análises, em todas as amostras laterais deste intervalo: COT, mineralogia por difratometria de raios-x, Microscopia Eletrônica de Varredura (medição de poros); e em três amostras do intervalo: curva de Langmuir e ensaio de compressão triaxial.

Concluídas as devidas análises, deverá ser apresentado relatório interpretativo dos resultados, contendo conclusões sobre o potencial de geração e armazenamento de hidrocarbonetos dos intervalos analisados e quanto as suas características geomecânicas, contendo, quando possível, as seguintes informações para cada intervalo: Profundidade; Espessura; Porosidade; Permeabilidade; Conteúdo de Gás; Saturação de água; Saturação de óleo; Fragilidade - efetividade do fraturamento; Maturidade térmica; Carbono Orgânico Total; Gradiente de Pressão; RGO do fluido; Viscosidade do fluido; % em volume de Quartzo + Carbonatos; e % argila. Pré-edital de Licitações para a Outorga dos Contratos de Concessão para Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (2013).

²⁰ É necessário frisar que a denominação de “gás de xisto” é incorreta, visto que o xisto é uma rocha metamórfica e, portanto, inapropriada para a retenção de metano, em função do aquecimento que caracteriza seu processo formativo. “Folhelho” é a denominação correta da rocha geradora objeto da exploração e produção de gás não convencional.

Em outubro de 2013, o Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração de Óleo e Gás – GTPEG, formado por representantes do MMA, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - Ibama e Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade - ICMBio, publicou parecer relativo à 12ª Rodada de Licitações, apontando, também, a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar – AAAS²¹ como o instrumento capaz de permitir a avaliação das incertezas das áreas a serem licitadas e ao mesmo tempo possibilitar ampla consulta pública.

Seguiram-se diversas Ações Cíveis Públicas interpostas pelo Ministério Público Federal, no Piauí, Bahia, Paraná e São Paulo, em vários casos com liminares acolhidas pela Justiça, determinando restrições aos contratos já assinados, no que se refere à exploração e produção de gás não convencional, ou ainda a proibição de assinatura daqueles ainda não formalizados. Em todos os casos, exigiu-se a suspensão de novos procedimentos licitatórios, enquanto não se contasse com a prévia regulamentação da atividade pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente - Conama e a realização de AAAS.

Em junho de 2014, em ofício ao TCU, a Diretoria de Licenciamento Ambiental do Ibama apresentou uma visão distinta daquela adotada pelo MPF, reforçando o primado do licenciamento ambiental na legislação brasileira, e esclarecendo que “a avaliação prévia das áreas propostas pela ANP para leilão de blocos é feita de forma abrangente, não sendo seu objetivo substituir a avaliação de impactos procedida no âmbito do licenciamento ambiental de cada projeto. A identificação de impactos, com a proposição de medidas para evitar, mitigar, restaurar e compensar os efeitos negativos (...) são atividades precípuas da avaliação de impactos ambientais, integrante do procedimento de licenciamento ambiental”²².

1.5. Motivação

No sentido de estabelecer uma posição unificada de Governo, a partir de um quadro sólido de referência capaz de viabilizar a atividade de exploração e produção de recursos petrolíferos não convencionais no Brasil, os Ministérios de Minas e Energia - MME e do Meio Ambiente - MMA propuseram a discussão do tema no âmbito do Comitê Temático de Meio Ambiente (CTMA) do PROMINP (Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural).

A iniciativa resultou na aprovação do projeto “Aproveitamento de Hidrocarbonetos em Reservatórios não Convencionais no Brasil” (Projeto MA-09 do CTMA/PROMINP). O desenho do projeto contou com a participação de representantes do MMA, MME, Agência Nacional de Águas - ANA, Agência Nacional do Petróleo, Gás natural e biocombustíveis - ANP, Serviço Geológico do Brasil - CPRM, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Ibama, ICMBio e Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP, e teve por objetivo principal analisar questões críticas

²¹ O instrumento AAAS foi instituído pela Portaria Interministerial MME-MMA nº 198, de 2012. Atualmente estão em andamento dois Comitês Técnicos de Acompanhamento-CTAs, visando o estudo das bacias do Solimões e de Sergipe-Alagoas e Jacuípe. Ressalta-se que estão previstas duas consultas públicas (uma para o Termo de Referência balizador do estudo ambiental e a segunda relativa ao estudo propriamente dito) para as áreas submetidas à AAAS e que o instrumento foi criado para fornecer uma perspectiva regional da área de estudo e fazer recomendações para o licenciamento ambiental. Deve-se ter em conta que a Portaria determina um período de transição, permitindo a continuidade das atividades de E&P até que os resultados dos estudos do AAAS sejam concluídos.

²² Ofício nº 59/2014/GP-IBAMA, de 24/06/2014, em resposta ao Ofício 0417/2013-TCU/SefidEnergia, de 19/12/2013. TC-023.497/2013-0. Acórdão 3639/2013-TCU-Plenário

relativas ao desenvolvimento da produção de recursos não convencionais de petróleo e gás, visando ao estabelecimento de políticas públicas para seu aproveitamento com responsabilidade socioambiental. Entende-se que tal iniciativa poderá contribuir para as decisões governamentais em torno do aumento das fontes energéticas para o abastecimento nacional, ampliando a segurança energética e favorecendo o desenvolvimento da cadeia de bens e serviços, gerando emprego, renda e participações governamentais, com segurança e preservação do meio ambiente.

A primeira fase do projeto envolveu a pesquisa a referências internacionais, de modo a catalogar relatos de impactos documentados, medidas mitigadoras sugeridas e arranjos regulatórios adotados. Para tanto, os participantes foram organizados em subgrupos orientados em quatro temas distintos: integridade de poço; comportamento hidrogeomecânico dos maciços envolvidos e geração de eventos sísmicos (meio físico); emissões atmosféricas, efluentes líquidos e fluidos de perfuração (contaminações); e variáveis socioambientais de logística e de infraestrutura, coordenados, respectivamente, pela ANP, ANA, MMA e MME.

Contou-se ainda com o aporte de informações acerca da questão dos recursos petrolíferos não convencionais, com foco na regulação europeia e, em especial, no Reino Unido. Um trabalho, na mesma linha do realizado diretamente pelos subgrupos, foi elaborado pela *Amec Environment & Infrastructure UK Limited*, contratada pelo *Foreign and Commonwealth Office*, com base em Termo de Cooperação entre o Brasil e o Reino Unido. O trabalho buscou avaliar os impactos potenciais e riscos associados à atividade, considerando o uso da terra, contaminação do solo e subsolo, indução de sismicidade, contaminação de águas superficiais e subterrâneas, depleção de recursos hídricos, geração de resíduos, emissões atmosféricas e liberação de gases de efeito estufa, entre outros aspectos, além de descrever a estrutura regulatória pertinente à atividade na União Europeia e, mais especificamente, no Reino Unido²³.

Foi possível, ainda, realizar uma missão ao Reino Unido, no âmbito da “Declaração Conjunta Brasil – Reino Unido, para o aprofundamento da cooperação técnica nas áreas de petróleo e gás natural e redução de emissões de CO₂ (baixo carbono)”. A visita e as discussões com instituições governamentais e privadas permitiram compreender a evolução do processo de oferta de áreas visando aos recursos não convencionais naquele país (inclusive a declaração de moratória à atividade e sua posterior revogação) e o papel das diversas instituições participantes na estrutura regulatória.

Um Workshop Técnico foi realizado em Brasília, nos dias 25 e 26 de novembro de 2014, para a apresentação do relatório preliminar da Amec, contando ainda com a participação de representante da *Division of Reclamation Mining and Safety* do estado americano do Colorado e da ARUP, empresa responsável pelo estudo ambiental para a exploração e produção de gás não convencional na região de Blackpool, no Reino Unido. Participaram também do workshop, além das instituições com representantes no Projeto MA-09, convidados dos OEMAs dos estados com potencial para a produção de não convencionais no Brasil, empresas e comunidade acadêmica.

Com base no trabalho dos subgrupos do Projeto MA-09 e no relatório preliminar preparado pela Amec pôde-se elaborar este relatório no intuito de apresentar uma compilação dos temas críticos

²³ Amec, 2015. Shale Gas Study. Final Report. Amec Foster Wheeler Environment & Infrastructure UK Limited, 276p

relativos à exploração e produção de recursos petrolíferos não convencionais em escala internacional.

Em termos operacionais, são, também, apontados possíveis refinamentos à Resolução ANP nº 21, de 2014, além de procedimentos a serem incluídos em futuras normas ambientais, de modo a assegurar uma maior aderência da atividade tanto à segurança operacional, quanto à proteção da saúde humana e preservação ambiental.

São discutidos, ainda, estudos de cunho regional ou nacional, a serem implementados para a superação de lacunas de conhecimento identificadas a partir da análise da experiência internacional, de modo a ampliar o conhecimento de variáveis de apoio à decisão, quando da oferta de áreas para licitação e licenciamento ambiental da atividade.

Este relatório, conforme já previsto no Projeto MA-09, deverá passar por discussão ampla com os setores interessados e representantes da sociedade civil, comunidade acadêmica e Ministério Público. Espera-se, assim, obter um marco conceitual abrangente, que configure a necessária segurança jurídica a próximas ofertas de áreas promissoras para recursos petrolíferos não convencionais, assim como trazer à sociedade a garantia da adoção de medidas mitigadoras e regulatórias capazes de garantir a devida segurança operacional e ambiental.

1.6. Legislação Vigente

Imediatamente após a realização da 12ª Rodada, a ANP iniciou a elaboração de resolução específica para a perfuração de poços seguida do emprego da técnica de fraturamento hidráulico para a produção de recursos petrolíferos não convencionais, tanto no que se refere à segurança operacional da atividade, quanto aos procedimentos voltados à mitigação de impactos ambientais. A resolução foi submetida à consulta pública por 30 dias e passou por audiência pública, no dia 21 de novembro de 2013, tendo recebido, no total, 195 sugestões para aprimoramento do texto. O texto final da Resolução ANP nº 21, de 2014, foi publicado em 11 de abril de 2014.

À exceção da Resolução nº 21, de 2014, da ANP, não há no País qualquer norma ambiental direcionada especificamente à exploração e produção de recursos petrolíferos não convencionais. De acordo com a legislação vigente (Lei Complementar nº 140, de 2011), o licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, quando circunscritas aos limites de um único estado, compete ao órgão ambiental estadual. Não obstante, a mesma legislação admite que se incluam, entre as ações administrativas da União, o licenciamento ambiental de empreendimentos e atividades que “atendam tipologia estabelecida por ato do Poder Executivo, a partir de proposição da Comissão Tripartite Nacional, assegurada a participação de um membro do Conselho Nacional do Meio Ambiente – Conama, e considerados os critérios de porte, potencial poluidor e natureza da atividade ou empreendimento” (Art. 7º).

Nesse sentido, o Decreto nº 8.437, de 22 de abril de 2015, determinou que a “produção, quando realizada a partir de recurso não convencional de petróleo e gás natural, em ambiente marinho e em zona de transição terra-mar (*offshore*) ou terrestre (*onshore*), compreendendo as atividades de perfuração de poços, fraturamento hidráulico e implantação de sistemas de produção e escoamento” será licenciada pelo órgão ambiental federal.

Como não há, no Decreto nº 8.437, de 2015, tratamento diferenciado para as atividades da fase de exploração de não convencionais no ambiente *onshore*, em princípio, supõe-se que as atividades relativas àquela fase, incluindo o eventual fraturamento hidráulico, permanecerão como competência dos Órgãos Estaduais de Meio Ambiente.

2. METODOLOGIA

O presente trabalho baseou-se na compilação bibliográfica das experiências internacionais relativas à atividade de E&P de recursos petrolíferos não convencionais, buscando identificar os principais impactos, ações para mitigação e regulação aplicada.

2.1. Aporte de informações da União Europeia a partir do Relatório Amec

Além da compilação de referências, o relatório “*Shale Gas Study*”, elaborado pela Amec Environment & Infrastructure UK Limited²⁴, em suas versões preliminar (novembro de 2014) e final, submetido à revisão pela *School of Engineering - University of Glasgow* e pelo Centro de Estudos de Petróleo - Cepetro da Universidade Estadual de Campinas - Unicamp (abril de 2015), forneceu grande parte da informação relativa a impactos potenciais e medidas de mitigação, referentes à exploração e produção de recursos não convencionais, em escala internacional.

2.2. Estudo de Caso: Missão ao Reino Unido

No período de 29 de setembro a 03 de outubro de 2014, uma delegação do Governo Brasileiro, acompanhada por representantes da embaixada do Reino Unido em Brasília, realizou uma série de reuniões e visitas técnicas para conhecer órgãos reguladores, empresas e outros atores envolvidos no desenvolvimento da exploração do gás de folhelho no país europeu. A missão, realizada no âmbito do Diálogo de Alto Nível em Energia entre o Brasil e o Reino Unido, incluiu representações do MME, MMA, ANP, Ibama e IBP.

Os principais órgãos reguladores para extração de hidrocarbonetos no ambiente *onshore* do Reino Unido são:

- Departamento de Energia e Mudanças Climáticas (*Department of Energy & Climate Change - DECC*) – responsável pela licitação de áreas para a exploração e produção de gás natural, que autoriza a perfuração depois que outras permissões e aprovações são concedidas, e tem a responsabilidade de avaliar o risco e monitorar a atividade sísmica, além de conceder autorização para queima (*flaring*) ou ventilação do gás natural (*venting*);
- Autoridade de Planejamento Mineral (*Mineral Planning Authority – MPA*) – determina se há necessidade de estudo de impacto ambiental, com base no *Environmental Risk Assessment (ERA)*, e autoriza o empreendimento, a partir de consulta obrigatória a comunidades locais. Cabe à MPA impor as condições para assegurar que o impacto ambiental da atividade seja aceitável;
- Agência de Meio Ambiente (*Environment Agency/Scottish Environment Protection Agency/Natural Resources Wales/ Northern Ireland Environment Agency*) – cuidam dos recursos hídricos (incluindo aquíferos), do tratamento adequado e a eliminação de resíduos de mineração, do tratamento das emissões, e do gerenciamento de todos os materiais radioativos que ocorrem naturalmente; e
- Departamento de Saúde e Segurança (*Health and Safety Executive - HSE*) – regula os aspectos de segurança de todas as fases de extração e, em particular, tem a

²⁴ Amec (2015)

responsabilidade de validar os projetos de poço. No Reino Unido, o empreendedor deve encaminhar também o projeto de poço para avaliação independente por analista acreditado (não é necessária a aprovação formal do HSE).

Outros órgãos podem, também, estar envolvidos no processo:

- *Coal Authority* – a Autoridade do carvão, cuja permissão será exigida caso a perfuração atravesse uma camada de carvão;
- *Natural England* – vinculado ao *Department for Environment, Food & Rural Affairs (DEFRA)*; é um órgão consultivo para assuntos relativos à preservação da paisagem e vida selvagem; pode avaliar a necessidade da emissão de licenças relacionadas às espécies europeias protegidas;
- *English Heritage* – responsável pelo patrimônio cultural;
- *British Geological Survey* (Serviço Geológico Britânico) – deve ser notificado pelas empresas sobre a intenção de perfuração e, após a conclusão da mesma, deve receber os registros da atividade;
- *Hazardous Substances Authority* – é acionado quando se torna necessário obter autorizações sobre substâncias perigosas.

Também pode ser necessário obter autorizações adicionais, como as relacionadas aos direitos de passagem ou autorizações temporárias para fechamento de estradas. Além disso, o setor é regido por 14 Diretrizes Europeias.

Assim, para atendimento a todos os reguladores, antes de iniciar uma perfuração, para recursos convencionais ou não convencionais, o interessado deve seguir os seguintes passos:

- Obter a concessão do DECC;
- Obter a autorização do superficiário;
- Receber a autorização da *Coal Authority*, quando pertinente;
- Elaborar um Estudo de Impacto Ambiental, caso seja exigido pela Autoridade de Planejamento Mineral;
- Obter as licenças ambientais pertinentes da agência ambiental regional – da Inglaterra, Escócia, País de Gales ou Irlanda do Norte;
- Notificar o *Health and Safety Executive* sobre o projeto dos poços e os planos operacionais;
- Assegurar um exame completo do projeto dos poços por um consultor independente;
- Receber a permissão para o empreendimento da *Mineral Planning Authority – MPA*, conselho local ou equivalente;
- Notificar a intenção de perfurar à *Environment Agency*, no âmbito da Lei de Recursos Hídricos (1991);
- Solicitar a autorização para perfurar ao DECC, apresentando, se for o caso, um plano de fraturamento hidráulico (*Hydraulic Fracturing Programme*); e
- Informar o Serviço Geológico Britânico.

Durante a missão, foram visitadas as seguintes instituições públicas e privadas:

Aberdeen City Council; *UKTI – United Kingdom Trade and Investment*; Departamento de Energia e Mudanças Climáticas - *DECC Pilot Secretariat*; Universidade de Aberdeen - *OGIC – Oil and Gas Innovation Centre*; *NOF Energy*; Universidade de Durham; *Blackpool Town Hall*; *Amec Environment & Infrastructure UK Limited*; *Environment Agency*; *Health and Safety Executive* e

Foreign & Commonwealth Office (FCO). Foi realizada, ainda, uma visita técnica à base de produção de gás da *Cuadrilla Resources*, em Elswick, Lancashire.

A visita permitiu constatar que o Reino Unido e o Brasil adotaram diferentes concepções regulatórias e atribuições para as instituições envolvidas no processo. Os sistemas são distintos desde a fase inicial, com as licitações no Reino Unido necessariamente sendo precedidas pela etapa de Avaliação Ambiental Estratégica, em consonância com a Diretriz Europeia – *Strategic Environmental Assessment Directive* (2001/42/EC).

A partir da concessão de áreas *onshore*, as atribuições são divididas entre quatro instituições principais: o DECC, a MPA (autoridade local), o HSE e a Agência Ambiental. No Brasil, as funções do DECC e do HSE competem à ANP, enquanto o Órgão Ambiental assume as atribuições da *Environment Agency*, assim como as do MPA, no que se refere à exigência do EIA e às consultas públicas.

Em relação aos recursos petrolíferos não convencionais, a visita técnica mostrou uma aproximação cuidadosa à questão no Reino Unido. Os problemas com os abalos sísmicos de baixa intensidade na região de Blackpool determinaram a moratória e a realização de estudos para a adaptação da estrutura regulatória aplicada aos convencionais, também aos não convencionais. Observou-se em todas as instituições visitadas, inclusive na Agência Ambiental, uma evidente disposição de buscar as condições necessárias para a utilização ambientalmente segura dos novos recursos, considerados essenciais para o fornecimento de gás natural ao país. A possibilidade de substituição do carvão mineral pelo gás como alternativa para o aquecimento doméstico e a geração de energia elétrica é entendida como fundamental para garantir as metas de redução da emissão de gases de efeito estufa (mandatória pelas normas da União Europeia). Além disso, a exploração de gás de folhelho é uma alternativa relevante face ao esgotamento de reservas do Mar do Norte.

As instituições envolvidas aguardam a decisão do conselho local de Lancashire, quanto à retomada da exploração nas áreas concedidas à *Cuadrilla*. De acordo com o DECC, caso a decisão seja negativa, haverá apelo à instância superior (ministerial). Já para uma decisão positiva, espera-se que as ONGs contrárias à exploração e produção de não convencionais, por sua vez, recorram à Justiça.

O DECC, de acordo com o que foi apresentado, entende que esse é um desdobramento natural e parece confiante quanto ao grau de conhecimento adquirido, a partir dos extensos estudos realizados, para uma possível defesa bem sucedida no caso de interposição de ações pela sociedade civil²⁵.

A conclusão mais evidente da missão é a de que as instituições visitadas entendem que o novo recurso tem importância crucial para o futuro da geração de energia no Reino Unido, desde que sejam adotadas medidas de mitigação que garantam uma atividade operacional e ambientalmente segura.

Deve-se observar ainda que as condições no Reino Unido, com alta densidade populacional (pouco mais de dez vezes a do Brasil), estrutura regulatória complexa e forte participação da sociedade nas decisões em nível local configuram um cenário desafiador. A visita tornou patente, no entanto, que, a despeito das dificuldades, o país está buscando soluções para a questão energética, garantindo a segurança operacional, a proteção ambiental e a compensação econômica às comunidades afetadas.

²⁵ Em 3 de julho de 2015, o Conselho do Condado de Lancashire rejeitou a demanda da Cuadrilla para as duas locações, sob a alegação de que haveria um aumento no tráfego rodoviário, resultando em “impacto inaceitável” em estradas rurais e na redução da segurança rodoviária (Roseacre Wood); e em razão do “impacto visual e ruído inaceitável” (Preston New Road). Não houve qualquer menção a questões relativas ao fraturamento hidráulico, tais como risco de contaminação da água ou sismicidade induzida. A empresa apelará em relação à decisão do Conselho, em princípio junto ao *National Planning Inspectorate*.

<http://www.cuadrillaresources.com/news/cuadrilla-news/article/cuadrilla-to-appeal-planning-application-refusals-for-lancashire-shale-gas-exploration-sites/>

<http://www.planningportal.gov.uk/planning/planninginspectorate>

Pela primeira vez, desde 2011, um poço preexistente recebeu autorização para o fraturamento hidráulico voltado para o *shale gas*. O poço está em North Yorkshire sob concessão à empresa Third Energy.

<http://www.bbc.co.uk/news/business-36366302>

Um auditor independente deverá, ainda em julho de 2016, opinar quanto à solicitação da Cuadrilla para a realização de perfuração e emprego do fraturamento hidráulico em reservatório não convencional em Lancashire, Preston New Road, e Roseacre Wood (Davies, com. pess.)

3. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE RECURSOS PETROLÍFEROS NÃO CONVENCIONAIS – IMPACTOS POTENCIAIS E MEDIDAS DE MITIGAÇÃO

A exploração e produção de recursos petrolíferos não convencionais, além da utilização de técnicas específicas relacionadas ao uso do fraturamento hidráulico, associado à perfuração de poços horizontais, compreende também um conjunto de atividades comuns à exploração e produção dos chamados recursos convencionais. Dessa forma, tal como qualquer empreendimento voltado ao petróleo e gás natural, a exploração de não convencionais passará por investigações não invasivas (pesquisa sísmica, instalação de equipamentos) e procedimentos invasivos (perfuração de poços, estimulação), assim como dependerá de instalações e infraestrutura adequada para o armazenamento de insumos e o escoamento da produção.

Tendo em conta esses aspectos, para cada tema socioambiental sujeito a impactos, o presente documento dará ênfase aos aspectos específicos pela exploração de recursos não convencionais, em detrimento dos efeitos comuns à atividade convencional. Tópicos identificados como de maior criticidade, tais como, integridade do poço, composição do fluido de fraturamento, geometria do pacote rochoso, expansão de fraturas, sismicidade e tratamento da água de retorno (*flowback*), serão discutidos em detalhe no item 3.2, em função de sua importância para o correto dimensionamento dos impactos potenciais da atividade.

3.1. Impactos potenciais e medidas de mitigação e regulação

3.1.1. Uso do solo e ocupação do território

Uma base (*well pad site*) típica, na qual será instalado um conjunto de poços, ocupa aproximadamente 0,036 km² (3,6 ha). Atualmente, após a fase de exploração, essas bases compartilhadas por múltiplos poços têm sido largamente utilizadas, acomodando de 6 a 10 poços, permitindo alcançar uma área de drenagem de aproximadamente 2,5 km² (250 ha)²⁶. A ocupação de superfície corresponde, portanto, a apenas 1,4% da área efetivamente explorada em subsuperfície. Em termos comparativos, na Europa, em média, a ocupação da terra para usos tais como empreendimentos habitacionais, indústria e infraestrutura chega a 4%²⁷.

Impactos isolados podem, no entanto, ocorrer mesmo com uma reduzida ocupação do terreno, no caso de locações próximas a ambientes sensíveis ou a áreas urbanas.

Emissões de CO₂ podem decorrer da modificação de uso da terra devido à instalação de bases de poços. Corte da vegetação e remoção e oxidação de solos ricos em matéria orgânica podem constituir parte significativa das emissões totais, no processo de desenvolvimento de recursos não convencionais²⁸.

Como se verá mais adiante, as operações de fraturamento hidráulico podem requerer o uso de quantidades significativas de água. Para tal, poderão ser necessárias instalações para armazenamento de água; fluido de fraturamento que retorna à superfície (*flowback water*); e água produzida a partir da formação.

²⁶ A título de comparação, um poço vertical tradicional pode drenar uma área total de 0,015 km² (15 ha) (Amec, 2015)

²⁷ Amec (2015)

²⁸ Younger (2016)

As medidas de mitigação para o tópico em questão não diferem daquelas usualmente empregadas nas atividades de exploração e produção de recursos petrolíferos convencionais:

- Evitar a seleção de locais considerados como prioritários para a conservação da biodiversidade;
- Considerar a compatibilidade entre os usos da terra, atual e futuro, conforme estabelecido em propostas de zoneamento;
- Definir adequações visando à otimização da área ocupada para disposição dos equipamentos e instalações (número de poços, densidade ou espaçamento de bases). Por exemplo, o estado de New York propôs a reserva de uma área de 2,6 km² para a instalação de cada base ²⁹.
- Retirar cuidadosamente, onde necessário, as camadas de solo das locações antes do início da construção da base, devendo haver o armazenamento em condições apropriadas e protegidas de erosão, contaminação ou degradação;
- Instalar as bases de poços, sempre que possível, próximo a faixas de dutos já existentes para minimizar a conversão de áreas em novas faixas de dutos para conectar os poços;
- Recuperar às condições originais, sempre que possível, a terra afetada pela construção e desenvolvimento;
- Definir programas de monitoramento e calendário de inspeções pós-abandono.

3.1.2. Expansão de fraturas e sismicidade

A produção de recursos petrolíferos não convencionais exige o estímulo adicional do fraturamento hidráulico. Após a perfuração e revestimento do poço, pequenas cargas de explosivos são detonadas por corrente elétrica (canhoneio³⁰), de modo a produzir perfurações no revestimento, ao longo de intervalos de interesse, estabelecendo contato do interior do poço com a formação ("zona de produção").

Bombas são usadas para injetar o fluido de fraturamento, composto por água, propano e produtos químicos, sob alta pressão no interior do poço. A pressão de injeção gera tensões na rocha (folhelho ou arenito fechado) que abrem fraturas que se estendem por algumas dezenas a centenas de metros, as quais são mantidas abertas pela intrusão de grânulos de propano.

Para garantir a otimização da operação de fraturamento em todo o comprimento do poço contido na zona de produção, a operação pode ser segmentada em diversas fases com uso de sistemas de multi-fraturamento, separadas por plugues, "janelas" separadas, etc.. Utilizam-se válvulas de abertura controlada (tipo "*sliding sleeves*") para prover meios de acesso ao poço, em substituição aos canhoneios convencionais. Neste caso, o revestimento de produção não é cimentado e o isolamento de intervalos é feito por obturadores (*packers*) externos e por tampões perfuráveis internos, normalmente acionados por esferas selantes.

²⁹ Amec (2015)

³⁰ O canhoneio (*gun perforation* ou *jet perforation*) é uma prática comum no processo de completação de poços de petróleo e gás natural, para que se obtenha uma comunicação limpa e efetiva entre o poço e a formação. Os disparos de cargas explosivas permitem a perfuração do revestimento, do cimento e da formação.

Dessa forma, os estágios são fraturados sequencialmente, iniciando na seção mais distante, e movendo progressivamente em direção ao início do poço (por exemplo, na operação de fraturamento realizada pela Cuadrilla, na Inglaterra, o projeto previa cerca de 30 a 45 operações, cada uma, cobrindo aproximadamente 50 m de extensão do poço³¹).

Após o fraturamento o poço é despressurizado, criando um gradiente de pressão para que o gás possa fluir da formação até a superfície, por meio do poço. A perfuração e o fraturamento hidráulico são atividades transitórias, e de curta duração, no ciclo de exploração e produção, sendo que parte do fluido de fraturamento retorna à superfície (*flowback water*), contendo também água salina com minerais dissolvidos oriundos da formação (água produzida). Os remanescentes do fluido de fraturamento e a água produzida retornarão à superfície ao longo de toda a vida útil do poço.

A Resolução ANP nº 21, de 2014, define o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional como “técnica de injeção de fluidos pressurizados no poço, em volumes acima de 3.000 m³, com objetivo de criar fraturas em determinada formação cuja permeabilidade seja inferior a 0,1mD (mili Darcy), viabilizando a recuperação de hidrocarbonetos contidos nessa formação”.

Referência na literatura³² sugere que, para o fraturamento hidráulico de um poço horizontal seriam necessários 15.000 m³ de fluido, sendo que o poço seria fraturado duas vezes ao longo do seu ciclo de vida (fraturamento inicial e um refraturamento em fase mais avançada). Com base na experiência americana³³, seriam necessários 10.000 a 25.000 m³ de água por poço. De acordo com a mesma fonte, na atividade na Europa, há registros de volumes de 9.000 a 29.000 m³ por poço (Holanda); 1.600 m³ (Polônia); 7.000 a 8.000 m³ (Dinamarca). Estimativas da indústria indicam volumes de água de 10.000 a 20.000 m³ por poço.

Para o fraturamento convencional, o gradiente que assegura a propagação das fraturas é função da profundidade e característica geomecânica da formação a ser fraturada, tipicamente de 0,4-1,2 psi/pé (0,09-0,27 bar/metro). Isso corresponderia a uma pressão de bombeio na superfície em média até 10.000 psi (700 bar) para um poço convencional.

A gama de pressões de bombeio na superfície dos fluidos utilizados no fraturamento hidráulico não convencional varia de 10.000 a 15.000 psi (700-1000 bar), atingindo excepcionalmente a até 20.000 psi (1.400 bar)³⁴.

A avaliação geológica detalhada para as áreas alvo dos recursos petrolíferos não convencionais constitui uma atividade prévia relevante, não somente no sentido de consolidar o conhecimento específico, com a finalidade de delimitar potenciais reservas, como também avaliar a localização e geometria dos poços exploratórios em relação às discontinuidades geológicas, especialmente falhas e fraturas. A avaliação geomecânica permitirá a definição do regime deformacional e

³¹ Amec (2015)

³² Gandosi, L., 2013. An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production, A Joint Research Centre report (EUR 26347 EN)

³³ AEA, 2012. Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe: AEAT, report for the European Commission, 2012, p.54. <http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/fracking%20study.pdf>.

³⁴ Amec (2015)

campo de tensões associados a essas estruturas, condições essas fundamentais para a construção do poço e definição dos parâmetros a serem utilizados no fraturamento hidráulico. A realização desses estudos permitirá que o fraturamento hidráulico seja realizado de forma segura, reduzindo assim o potencial de gerar, direta ou indiretamente, impactos negativos ao meio ambiente, aos recursos hídricos e ao meio antrópico.

Dentre os impactos potenciais negativos advindos do fraturamento hidráulico consta a geração de sismos induzidos, normalmente de pequena magnitude, relacionados à reativação de falhas preexistentes, além de afetar a integridade de poços vizinhos³⁵.

A avaliação geológica é de fundamental importância devendo compreender a caracterização detalhada das áreas a serem exploradas para os recursos não convencionais, com especial atenção à composição e variações litológicas, presença de descontinuidades, o arcabouço estrutural e regime deformacional (rúptil e dúctil), e quanto à possível reativação de falhas/fraturas preexistentes e interconexão com fraturas induzidas. Além disso, a modelagem para o prognóstico do comportamento geomecânico das rochas é imprescindível. Nesta avaliação deverão ser desenvolvidos levantamentos iniciais de superfície, com posterior emprego de métodos geofísicos para análise de subsuperfície, em especial de sísmica, seguidos, quando cabível, de perfuração de poços estratigráficos para a análise detalhada do meio físico.

A determinação e a delimitação de falhas e fraturas nas áreas de interesse para os recursos não convencionais são atividades importantes para o estabelecimento de condições seguras para a implementação do fraturamento hidráulico. Nesse sentido, a sísmica 2D ou 3D (duas ou três dimensões) é um dos instrumentos mais apropriados para o mapeamento de detalhe do subsolo.

A modelagem geomecânica é relevante na caracterização do campo de tensões de forma a orientar o mapeamento de falhas preexistentes, mitigando o risco de geração de microsismos importantes durante o fraturamento hidráulico. A modelagem gera informações para seleção de alvos, a estabilidade da perfuração e completação de poço, bem como para a previsão de risco geológico associado ao fraturamento. Assim, a utilização de sísmica e de modelagem geomecânica são essenciais para se conhecer a geometria do pacote rochoso, e o campo de tensões locais, visando orientar as atividades de fraturamento hidráulico (geometria do poço, pressão máxima de fraturamento e direção do canhoneio, por exemplo) de modo a reduzir a probabilidade de ocorrer a expansão indesejada das fraturas.

Ainda, a simples existência de fraturas não é determinante para a configuração de risco de contaminação de aquíferos subterrâneos. O fator crucial de conhecimento refere-se ao campo de estresse (*stress field*) atual e, em particular, ao alinhamento das falhas e fraturas com o azimute do máximo estresse compressivo (*current azimuth of maximum compressive stress*)³⁶. Deve-se considerar, ainda, que durante o longo período no qual um poço de gás não convencional está em produção, o mesmo será despressurizado e, portanto, não será possível nenhum fluxo através das fraturas sobrejacentes. O gradiente para cima tem curta duração durante o processo de

³⁵ Younger (2016) considera que a reativação de falhas guarda mais relação com a sismicidade induzida do que com a abertura de vias para a migração de fluidos. O autor aponta a existência de fortes evidências para que a perspectiva de migração de fluidos através das fraturas ou falhas não seja realista, considerando a profundidade na qual o fraturamento ocorre e o gradiente hidráulico na direção inversa durante a produção (*"from the depths at which fracking takes place, and given the downward hydraulic gradient towards wells during production"*).

³⁶ Younger (2016)

fraturamento propriamente dito (apenas algumas horas) e, mesmo em fraturas permeáveis e conectadas, seriam necessários anos ou séculos para a transmissão do fluxo além de 1.000 ou mais metros. Ao contrário, qualquer fluido que não seja retido pelo folhelho seco e não saturado no interior do reservatório será eliminado como água de retorno³⁷.

A ocorrência de pequenos tremores de terra pode acontecer em decorrência da injeção do fluido de fraturamento, dependendo da estrutura geológica da área e da presença de falhas preexistentes. Por exemplo, abalos com magnitude de 2,3 ML foram detectados em decorrência do fraturamento hidráulico realizado em abril e maio de 2011, no poço localizado em Preese Hall, no Reino Unido. Eventos dessa magnitude, em profundidades de 2 a 3 km, podem ser percebidos próximo ao epicentro, não sendo provável que venham a causar danos estruturais. Múltiplas operações podem, contudo, ampliar o risco de ocorrência de eventos sísmicos, levando a eventuais situações de comprometimento da integridade de poços³⁸.

Nos Estados Unidos há relatos de abalos, com intensidade de 1,9 ML e 2,8 MD³⁹, relacionados ao fraturamento hidráulico, bem como há informações de eventos com magnitude de até 5 graus na escala Richter, mas associados à reinjeção de grandes volumes de água residual e não ao fraturamento hidráulico. Ainda naquele país, as referências indicam que o número de sismos induzidos percebidos ou registrados é pequeno considerando-se o quantitativo de operações de fraturamento hidráulico - foram documentados dois ou três casos nos últimos três a quatro anos, sendo a maioria a uma distância de 1 a 2 km de falhas mapeadas. De acordo com as referências, as altas pressões locais poderiam estimular falhas distantes entre 1 e 2 km dos poços⁴⁰.

³⁷ Younger (2016)

³⁸ Amec (2015)

³⁹ ML = magnitude local; MD = magnitude de duração; sismos perceptíveis, sem o auxílio de aparelhos, são aqueles de intensidade ML>3.

<http://www.snet.gob.sv/ver/seccion+educativa/sismologia/escalas+de+magnitud/>

⁴⁰ Existe potencial de sismicidade induzida associada com a atividade de fraturamento hidráulico. Eventos de sismicidade induzida foram relacionados ao fraturamento hidráulico em campos de gás em folhelhos localizados nos Estados Unidos e no Canadá, tendo sido contabilizados 79 eventos sísmicos com magnitude >1. Desses, o maior evento foi um abalo de 2,8 ML, que ocorreu na Bacia de Horn River, na Columbia Britânica, Canadá, que foi percebido, mas não resultou em registro de danos. Nesse contexto, Davies *et al.* (2013b) afirmam que, quando comparado com outras fontes de sismicidade induzida, tais como mineração e reservatórios de barragens, o “fraturamento hidráulico tem sido, até o momento, um mecanismo relativamente benigno. É possível que a reativação de falhas pelo fraturamento hidráulico possa causar sismicidade induzida maior do que a registrada até o momento, mas a compreensão mais ampla da geologia do folhelho pode contribuir para mitigar tal risco” e que a probabilidade do fraturamento hidráulico “causar sismos perceptíveis (ML>3) é muito pequena”. Os autores enfatizam que “após centenas de milhares de operações de fraturamento hidráulico, houve somente três casos com sismicidade documentada. A probabilidade de sismicidade induzida pelo fraturamento hidráulico é, portanto, extremamente pequena, apesar de não poder ser totalmente descartada”.

Da mesma forma, o AEA (2012) conclui que: “tendo em vista a baixa frequência do registro de incidentes, pode-se considerar como rara a frequência de eventos sísmicos significantes e a potencial significância desses eventos é “leve”. O desenvolvimento de múltiplas ações pode aumentar o risco de eventos sísmicos, tendo em vista que uma operação pode afetar a integridade de poços de outra operação, entretanto, considerando a baixa frequência dos eventos registrados, e a existência do monitoramento da integridade de poços, esses riscos permanecem baixos”.

Estudos recentes (Westaway R. & Younger P., 2014) mencionam que: “Eventos dessa magnitude (3.6 ML) ... podem ser suficientes para causar pequenos danos a propriedades, como fratura de acabamento em gesso; entretanto, tais ocorrências, caso aconteçam, não serão frequentes”. Não obstante, em algumas localidades com construções de baixa qualidade e baixa estabilidade de talude, considera-se que eventos de maior magnitude podem causar danos às edificações.

Há recomendações quanto à não realização do fraturamento hidráulico onde houver perturbação tectônica em locais próximos a falhas contínuas ou feições hidrogeológicas que tenham sido severamente afetadas pela atividade de mineração. Adicionalmente, tal recomendação também se aplicaria a áreas de proteção de água potável, bem como áreas de águas termais. Do ponto de vista geológico, vale lembrar que, no caso dos reservatórios convencionais, sobrepresurizados, o caminho natural do petróleo e gás natural é em direção à superfície, sempre por vias estabelecidas como as falhas existentes, ou microfraturas, podendo ainda ocorrer o aprisionamento desse fluido em rochas porosas e permeáveis sobrejacentes (reservatórios convencionais), a depender da existência de selo que promova a acumulação. É comum a ocorrência de exsudações de petróleo nas bacias sedimentares, produtoras ou não, comprovando essa situação. É importante frisar, contudo, que, para os recursos não convencionais, tal lógica não se aplica. Por definição, os reservatórios não convencionais somente liberarão o hidrocarboneto mediante estimulação por fraturamento e posterior despressurização.

Diversas medidas mitigadoras, de caráter preventivo e de acompanhamento em tempo real, podem favorecer a segurança das operações de fraturamento hidráulico:

- Mapeamento de áreas de maior risco de ocorrência de sismos; uso de dados históricos (*baseline*) da atividade sísmica do País;
- Elaboração de modelagem geomecânica para a caracterização do campo de tensões e previsão da susceptibilidade de diferentes orientações de falhas na geração de sismos durante o fraturamento hidráulico. A modelagem poderá gerar informações para seleção de alvos, e subsidiar a estabilidade da perfuração e completação de poço, bem como a previsão de risco geológico associado ao fraturamento hidráulico;
- Verificação pelo operador das informações disponíveis sobre geologia, estruturas, e estresses locais na região proposta para as operações, de modo a evitar o fraturamento sobre ou próximo a falhas preexistentes, consideradas em situação de estresse crítico;
- Realização de sísmica 2D ou 3D visando à modelagem do corpo rochoso e identificação de falhas e fraturas;
- Requisição de desenvolvimento de modelo conceitual da área, no que se refere à geologia, fluxo de água subterrânea e possíveis vias de migração, e eventual sismicidade natural, previamente à realização da atividade. Devem ser gerados modelos hidrogeológicos conceitual e matemático, com vistas à determinação das relações entre os diversos aquíferos, entre poços e aquíferos, bem como para avaliar a possível influência das fraturas produzidas durante o fraturamento hidráulico, nos poços tubulares de águas subterrâneas e nos aquíferos, bem como da possibilidade de interconexão dessas com falhas e fraturas prévias. Vale destacar que mesmo o melhor modelo é uma conceitualização imperfeita do movimento da água subterrânea e da geologia de subsuperfície. Aquíferos mais profundos têm menos informações disponíveis, de forma que os modelos utilizam dados ainda mais generalizados, podendo não representar adequadamente suas condições em profundidade;

Davies, R., Foulger, G., Bindley, A., Styles, P., 2013b. Induced seismicity and hydraulic fracturing for the recovery of Hydrocarbons. *Marine and Petroleum Geology* 45 (2013) 171-185.

Westaway, R., & Younger, P.L., 2014. Quantification of potential macroseismic effects of the induced seismicity that might result from hydraulic fracturing for shale gas exploitation in the UK. *Quarterly Journal of Engineering Geology and Hydrogeology*, 47: 333–350. <http://dx.doi.org/10.1144/qjegh2014-011>.

- Execução de modelagem e avaliação geomecânica baseada em risco do fraturamento hidráulico proposto, em relação a falhas, incluindo estimativas de máximas magnitudes para determinar o volume de água injetada, em função do nível máximo de abalo sísmico a ser tolerado;
- Aplicação de modelos de previsão de movimentação do terreno para avaliar os impactos potenciais de sismos induzidos;
- Identificação de receptores potenciais aos efeitos sísmicos em um raio de, por exemplo, 5 km a partir do poço, incluindo poços, infraestrutura, edifícios e indústria, evitando áreas de elevado risco sísmico;
- Avaliação da adoção de distâncias mínimas entre poços que serão objeto de fraturamento hidráulico e a base de aquíferos. O estudo de Davies *et al.* (2012)⁴¹, indica que a extensão máxima estimada para as fraturas é de até 600 metros. Amec (2015) sugere o estabelecimento de uma distância mínima entre o estrato sujeito ao fraturamento hidráulico e aquele contendo aquíferos (a revisão da literatura realizada pelos autores indicou propostas de distâncias mínimas entre 600 a 1.000 metros). A legislação em vigor no Reino Unido proíbe o fraturamento hidráulico, em terra, em profundidades inferiores a 1.000 metros. Deve-se ter em conta, no entanto, que fatores tais como reologia dos materiais, estado de estresse, direção de aplicação das tensões e existência de descontinuidades prévias podem interferir no crescimento de fraturas, o que pode sugerir que intervalos de caráter prescritivo não sejam adequados a todos os cenários possíveis;
- Requisição de projeto apropriado de construção, teste e monitoramento do poço;
- Exigência de pequenas pré-injeções, anteriores às injeções principais, a fim de possibilitar que a resposta da sismicidade induzida seja levantada, seguida de uma sucessão de injeções de curta duração ao longo da extensão da região a ser fraturada;
- Monitoramento da ampliação e direção de fraturas utilizando mapeamento microssísmico, em tempo real, ou método equivalente para avaliar a cinética de crescimento das fraturas e assegurar que não se estendam além das formações produtoras e não resultem em eventos sísmicos significativos. O monitoramento da sismicidade induzida e natural dependerá das características de cada bacia, podendo ser realizado antes, durante e após o fraturamento hidráulico⁴²;
- Determinação da presença e os níveis de metano na água subterrânea, incluindo água potável, por meio da amostragem da água subterrânea rasa durante períodos de seca e chuva, e/ou perfurações para amostrar água em reservatórios profundos, caracterizando séries históricas;
- Busca do envolvimento dos operadores, pesquisadores e a sociedade local no sentido de assegurar a ciência de qualquer tópico que possa interferir na atividade de fraturamento.

⁴¹ Davies, R.J., Mathias, S., Moss, J., Hustoft, S., Newport, L., 2012. Hydraulic fractures: How far can they go? *Marine and Petroleum Geology* in press apud Amec (2015).

⁴² Monitoramento sísmico por arranjo de superfície, compreendendo geofones instalados para registrar a sismicidade natural e monitorar efeitos da sísmica induzida a partir da injeção de fluido. Por exemplo, para a perfuração exploratória da empresa Cuadrilla, em Lancashire, foram instalados oito arranjos superficiais e 80 arranjos subterrâneos, cobrindo uma área de 25 km². Os arranjos superficiais são mantidos em aberturas no solo de até 80 cm de profundidade, cobertas por uma tampa. Arranjos subterrâneos utilizam perfurações de aproximadamente 100 m de profundidade, que podem ser feitas por sonda montada em caminhão, as quais são tamponadas por base de concreto e colar de inspeção, requerendo cerca de quatro dias para construção (Amec, 2015).

Deve ser feito o compartilhamento de informações para assegurar que todos os envolvidos na região estejam cientes dos riscos e possam conduzir seu planejamento.

- Estabelecimento de protocolos de modificação dos procedimentos com antecedência, conforme a implementação do fraturamento hidráulico, baseado na resposta sísmica;
- Preparação para eventual paralisação da atividade ou abandono do poço, conforme estabelecido nos planos de contingência e obedecendo aos parâmetros técnicos estabelecidos nos estudos prévios sobre hidrogeologia e geomecânica.

É, ainda, considerada boa prática para o fraturamento hidráulico não convencional a realização rápida da recuperação dos fluidos injetados (*flowback*) após o fraturamento⁴³. Para tanto, em poços canhoneados, utiliza-se a técnica de fechamento forçado (*forced closure* ou *reverse screenout*), na qual o poço é aberto para produção de forma controlada à baixa vazão, logo após o término do bombeio do fraturamento. Tal procedimento força o refluxo do propano para as imediações do canhoneio provocando um efeito-ponte (*bridging*), que melhora a condutividade da fratura nessa região crítica, impede o retorno do propano para o poço e utiliza a energia induzida pela operação para a recuperação mais rápida do fluido bombeado⁴⁴.

3.1.3. Contaminação de recursos hídricos

Os recursos hídricos em aquíferos subterrâneos, suas relações com aquíferos adjacentes (sobrepostos, sotopostos e em contato lateral) e com corpos hídricos superficiais, em especial no caso dos aquíferos livres, responsáveis pela alimentação do fluxo de base desses corpos devem ser preservados de contaminações, dentre as quais estão também as relativas à exploração de recursos petrolíferos não convencionais.

A alteração da qualidade da água do aquífero pode impactar os mananciais superficiais e vice-versa, dependendo da conexão hidráulica existente entre ambos. A seguir trata-se das principais preocupações relativas à preservação dos aquíferos subterrâneos e corpos hídricos superficiais.

3.1.3.1. Águas superficiais

Dentre as causas mais comuns de contaminação da água superficial associadas à exploração e produção de petróleo e gás convencionais e não convencionais, em terra, estão os derramamentos de superfície e vazamentos de fluidos, e ainda o cascalho contaminado. Outras fontes de material contaminante são acidentes com veículos transportadores de produtos

⁴³ AEA (2012)

The Royal Society & The Royal Academy of Engineering (2012) Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing. <http://www.raeng.org.uk/publications/reports/shale-gas-extraction-in-the-uk>.

European Commission, 2014. Technical support for assessing the need for a risk management framework for unconventional gas extraction. http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/risk_mgmt_fw.pdf.

Cuadrilla Bowland Ltd, 2014. Temporary Shale Gas Exploration, Preston New Road, Lancashire: Environmental Statement p.25

http://www.cuadrilaresources.com/wp-content/uploads/2014/07/PNR_ES_Vol1_Environmental_Statement.pdf

Green, C., Styles, P., Baptie, B., 2012. Preese Hall Shale Gas Fracturing Review and Recommendations for Induced Seismic Mitigation.

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/15745/5075-preese-hall-shale-gasfracturing-review.pdf

⁴⁴ Prof. M. A. Rosolen - Centro de Estudos de Petróleo - Cepetro – Unicamp (com. pess.).

químicos e efluentes, armazenamento inadequado de fluidos e efluentes e eventos de perda de controle de poço (*blowout*). Para os recursos petrolíferos não convencionais, a lista se amplia em função da necessidade de armazenamento de fluido de fraturamento e, em especial, pela significativa quantidade de água de retorno (*flowback water*), que exige cuidados específicos de armazenamento, transporte e tratamento.

Em geral, os derramamentos de superfície, que sejam resultantes da exploração e produção de petróleo e gás, não têm grandes impactos ambientais. Tais eventos, usualmente, envolvem pequenos volumes e ocorrem na área próxima ao poço, o que viabiliza a sua contenção, pelo emprego de medidas de controle e técnicas construtivas adequadas. Não obstante, a significância de qualquer efeito dependerá das características intrínsecas do material contaminante, da sua quantidade e da sensibilidade do ambiente em questão.

Considera-se que as águas superficiais possam vir a ser potencialmente impactadas a partir de vazamentos acidentais de fluidos e sólidos na superfície, como derramamentos de água de retorno e água produzida, lama de perfuração e cascalho contaminado associado às operações de produção de petróleo e gás não convencionais; por exemplo: (i) por transbordamento ou rompimento de poços superficiais, revestimentos insuficientes em tanques/reservatórios de armazenamento da água de retorno ou, derramamentos localizados; (ii) descarte não autorizado ou ilegal de águas residuais não tratadas; (iii) tratamento inadequado de fluidos em estações de tratamento e posterior descarga de águas residuais (por exemplo, em estações de tratamento não adequadas para a remoção de halógenos, radionuclídeos e metais pesados)⁴⁵; iv) acidentes envolvendo o transporte rodoviário de produtos químicos e efluentes; e v) assoreamento e aporte de sedimentos nos corpos hídricos, oriundos da implantação da infraestrutura⁴⁶.

A legislação do Colorado⁴⁷ estabelece distâncias limites para as operações de perfuração, completação, produção e armazenamento em superfície, para a prevenção de impactos em áreas de reservatórios (*Surface Water Supply Area*). São definidas três faixas distintas no entorno dos reservatórios, de 0 a 300 (*internal buffer*); 301 a 500 (*intermediated buffer*); e 501 a 2.640 pés (*external buffer*), com restrições variáveis à atividade.

Na Pensilvânia⁴⁸, a legislação define restrições relativas a distâncias medidas horizontalmente entre o poço a ser perfurado e edificações (500 pés) ou poços de água, pontos de tomada de água ou reservatório utilizado por provedor de serviço (1.000 pés). Distâncias menores exigem o consentimento formal do proprietário ou provedor. A mesma legislação estabelece distância

⁴⁵ O descarte de fluidos contendo NORM em cursos d'água ou lagos tenderia a causar adsorção de rádio em sedimentos, em função da correlação inversa entre adsorção e salinidade.

Vengosh, A., Jackson, R.B., Warner, N., Darrah, T. H., Knodash, A.J., 2014. A Critical Review of the Risks to Water Resources from Unconventional Shale Gas Development and Hydraulic Fracturing in the United States. *Environmental Science & Technology*, 48, 8334-8348.

⁴⁶ Mauter, M.S., Alvarez, P.J.J., Burton, A., Cafaro, D.C., Chen, W., Gregory, K.B., Jiang, G., Li, Q., Pittock, J., Reible, D., Schnoor, J.L., 2014. Regional Variation in Water-Related Impacts of Shale Gas Development and Implications for Emerging International Plays. *Environmental Science & Technology*, v. 48, n. 15, p. 8298-8306.

⁴⁷

https://cogcc.state.co.us/Announcements/Hot_Topics/Hydraulic_Fracturing/COGCC%20Hydraulic%20Fracturing%20Rules.htm

⁴⁸

<http://www.legis.state.pa.us/CFDOCS/LEGIS/LI/uconsCheck.cfm?txtType=HTM&yr=2012&sessInd=0&smthLwInd=0&act=0013.&CFID=126352892&CFTOKEN=56814378>

mínima de 300 pés a partir do poço vertical ou 100 pés a partir do limite exterior da locação (a que for maior) até qualquer curso d'água, fonte ou corpo d'água de característica perene. Poços em jazidas não convencionais devem respeitar uma distância mínima de 300 pés de qualquer área úmida com área maior do que um acre.

A proposta de legislação para o estado de Maryland⁴⁹ estabelece distâncias mínimas entre a área afetada pela construção da base de poços (*well pad*), incluindo vias permanentes, estações de compressão, separadores ou infraestrutura permanente, e possíveis receptores: 450 pés para habitats aquáticos; 600 pés para áreas de conservação especiais; 300 pés para sítios históricos, parques estaduais ou federais, áreas de manejo da vida selvagem, rios e caminhos de interesse cênico; 1.000 pés para cavernas conhecidas; 1.000 pés para edificações ocupadas, escolas e igrejas; 1.000 pés em relação ao perímetro de proteção de cabeças de poços; 2.000 pés para poços privados de água potável, entre outras feições.

Há, ainda, a restrição para a permissão de perfuração e completação de poços, com exceção daqueles situados na mesma base, em distâncias inferiores a 1.320 pés em relação a outro poço, no mesmo reservatório, no caso de poços de óleo, ou 2.000 pés para poços de gás. A restrição não se aplica, contudo, se o operador fornecer evidências geológicas de que se tratam de reservatórios distintos.

A restrição de distância de 1.320 pés também se aplica, a não ser que o operador forneça evidências satisfatórias de que o projeto de completação do poço permitirá controlar a pressão e o movimento do fluido na formação alvo, de modo a evitar interação adversa com outros poços de óleo ou gás ativos ou abandonados.

Entre as possíveis medidas de prevenção destacam-se:

- Avaliação hidrológica e dos riscos de inundação da área, previamente à seleção do local para instalações de produção, no intuito de procurar identificar e categorizar as vias, as barreiras e o risco potencial de inundação da região no entorno do local selecionado para as atividades de exploração de jazida não convencional; definição de medidas de mitigação apropriadas;
- Elaboração de plano de gestão de água de superfície, definindo medidas para controlar o escoamento incluindo, por exemplo, a instalação de canais de drenagem;
- Construção de locação onde serão executadas as operações de perfuração, fraturamento e posteriormente produção dos hidrocarbonetos prevendo a impermeabilização principalmente do local onde haja armazenamento de fluidos, podendo, por exemplo, utilizar material agregado compactado, sobre uma membrana impermeável e camada geotêxtil. O escoamento da água de superfície deverá ser coletado e atenuado por meio de canaletas perimetrais. Buscar evitar a conectividade entre as valas de escoamento do poço e quaisquer outras canaletas da água de superfície adjacentes. Instalações de armazenagem no local também devem ser represadas, se for o caso;
- Definição de zona de amortecimento (*buffer zone*) a partir de pontos de fornecimento de água (por exemplo, nos Estados Unidos, a atividade deve manter distâncias variando de 150

49

<http://www.mde.state.md.us/programs/Land/RecyclingandOperationsprogram/SpecialProjects/Documents/Oil%20and%20gas%20reg%20proposal%20-%20MD%20Register%20notice%201-9-15.pdf>

m a 1.200 m de pontos de fornecimento de água potável); Vengosh *et al.* (2014) propõem uma zona de segurança de 1 km entre novas instalações de produção de não convencionais e poços de água potável existentes, como forma de redução do risco de contaminação por metano;

- Exigência de implementação de contenção adicional para instalações próximas a pontos de superfície de fornecimento de água (por exemplo, 800 m no Colorado);
- Definição de plano de gerenciamento de resíduos sólidos e de efluentes líquidos (armazenamento e disposição final);
- Definição de plano de gestão de acidentes e de atendimento a emergências com especial atenção aos eventos com vazamento de produtos químicos e fluidos, devendo ser disponibilizado material de contenção, limpeza e remediação adequados para tais eventos; e
- Definição de “Plano de Prevenção de Acidentes com Produtos Químicos”, de forma a minimizar possíveis contaminações, a partir da manipulação e uso de produtos químicos e fluidos inerentes à atividade.

Dado o maior potencial de poluição da água de retorno, as recomendações para o seu armazenamento podem ser mais estritas, como por exemplo, exigindo-se a instalação de alarmes de nível nos tanques. Pode-se considerar a utilização de tanques fechados duplamente revestidos, além de se evitar a adição de elementos químicos tóxicos, mutagênicos ou carcinogênicos ou persistentes e bioacumulativos ao fluido de fraturamento. O uso de tanques fechados para o armazenamento de fluido de retorno, de modo a evitar a perda de metano para a atmosfera, já é considerado como “melhor prática” da indústria⁵⁰.

A área da base de produção dos hidrocarbonetos não convencionais deve ainda contar com capacidade de armazenamento de forma a represar as águas de um evento de chuva de no mínimo 24 horas (*zero discharge well pad*), para que não haja transbordamento e carreamento de contaminantes para os cursos de água próximos.

Especial atenção deve ser dada ao destino da água de retorno e da água produzida pela formação. Esta última exigirá a manutenção de práticas de tratamento ao longo de toda a fase de produção do poço. A disposição adequada desses efluentes exigirá tratamentos específicos para remover materiais radioativos naturais e redução da salinidade.

Deverão ser estabelecidos procedimentos para a correta disposição dos fluidos gerados, o que poderá incluir a hipótese de reinjeção em reservatórios dedicados ou o transporte e tratamento adequado em instalações predefinidas.

3.1.3.2. Águas subterrâneas

A avaliação hidrogeológica dos aquíferos de subsuperfície deve considerar sua geometria e extensão na área, analisando suas propriedades hidráulicas, porosidade, condutividade hidráulica, transmissividade e qualidade da água.

⁵⁰ Bond, C.E., Roberts, J., Hastings, A., Shipton, Z.K., João, E.M., Tabyldy Kyzy, J., & Stephenson, M., 2014, *Lifecycle assessment of greenhouse gas emissions from unconventional gas in Scotland*. ClimateXchange, Edinburgh. 94pp. <http://www.climatechange.org.uk/reducing-emissions/life-cycle-assessment-ghg-emissions-unconventional-gas1/>

A avaliação deve incluir, também, a consulta ao cadastro nacional e estadual de poços de água tubulares existentes nas áreas de interesse para os recursos não convencionais, complementada por levantamentos de campo. Deverão ser observadas as características construtivas dos poços tubulares, com atenção especial para profundidades, filtros e revestimentos, aquíferos explorados, volumes extraídos, dados de qualidade da água, entre outros. Poços rasos e nascentes também devem ser incluídos no cadastro. É necessário determinar as profundidades dos poços de água tubulares e da camada alvo do fraturamento hidráulico, de forma a gerar informações para o estabelecimento de distâncias, tanto na vertical, entre a seção filtrante do poço localizado no aquífero e a camada alvo, quanto na horizontal, entre a boca do poço de água e a boca do poço de produção de hidrocarbonetos. De modo análogo, é preciso avaliar as distâncias entre os aquíferos identificados e a camada alvo para os recursos não convencionais, visando assegurar que o fraturamento hidráulico não atinja tais aquíferos.

Como a produção de recursos petrolíferos não convencionais depende do uso extensivo da técnica de fraturamento, é necessário avaliar o risco de contaminação, decorrente de potencial migração de fluidos de fraturamento e do gás natural, por intermédio de falhas preexistentes, por fraturas induzidas que possam se estender além dos limites da formação alvo ou, ainda, devido a problemas relativos à integridade do poço.

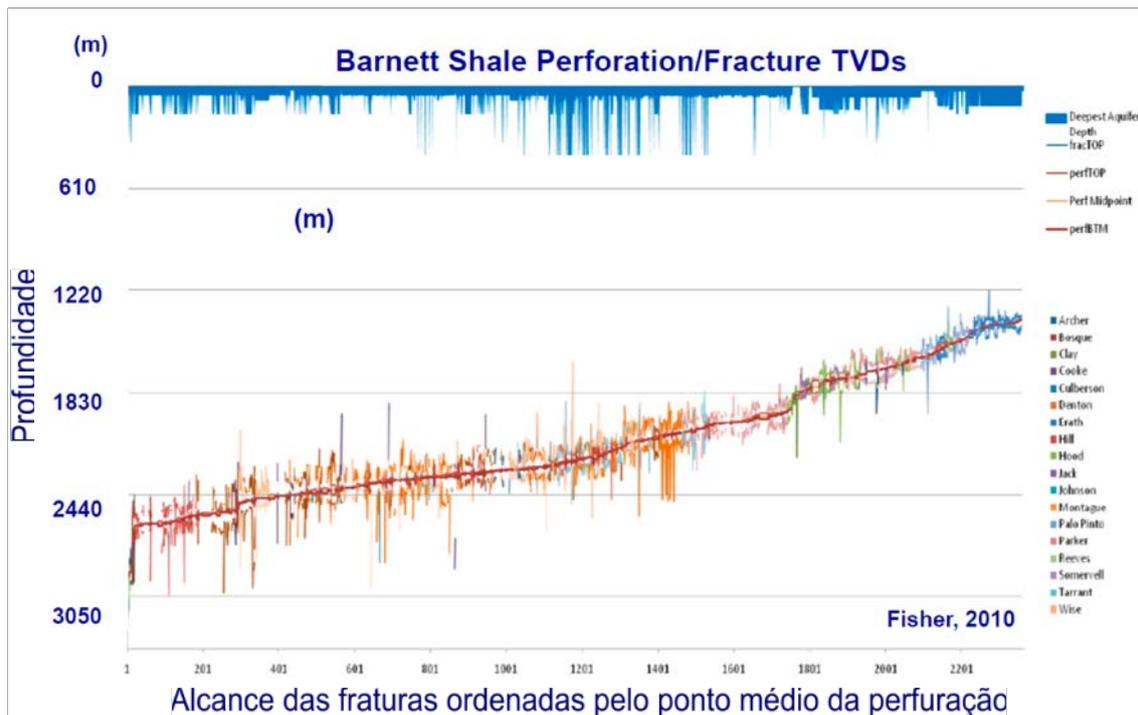
O crescimento vertical das fraturas pode se estender por algumas dezenas de metros, ou mais acima da zona de interesse, nos poucos casos em que não existam barreiras naturais imediatamente superiores à rocha geradora. O mais provável é que o fraturamento seja rapidamente limitado por uma das dezenas de barreiras de rocha acima e abaixo da zona de interesse que seja fraturada⁵¹.

A Figura 3 ilustra o topo e a base das fraturas em todos os fraturamentos realizados no Barnett Shale (EUA) desde 2001. As profundidades de perfuração são ilustradas pela linha de cor vermelha, com os topos e bases das fraturas mapeadas ilustrados por curvas coloridas correspondentes aos locais onde elas ocorreram.

Os poços de água mais profundos em cada um dos condados, onde houve fraturamento, foram mapeados, de acordo com o *United States Geological Survey*⁵², e utilizados como indicativos do aquífero conhecido mais profundo em cada condado (ilustrados pelas barras azul escuro sombreadas no topo do gráfico). Como pode ser observado, o maior crescimento ascendente medido de todas estas fraturas mapeadas ainda coloca o topo das fraturas centenas de metros abaixo do poço mais profundo conhecido em cada condado (deve-se observar que, nem sempre os poços tubulares para extração de águas subterrâneas são totalmente penetrantes, de forma que podem não atravessar inteiramente o aquífero).

⁵¹ Numa formação produtora espessa, uma fratura hidráulica se propaga radialmente, ou seja, sua altura (crescimento vertical) é igual a seu comprimento (crescimento lateral). As formações são depositadas horizontalmente e vão sendo soterradas ao longo do tempo, enquanto são capeadas por novas formações, originando o que é denominado coluna litostática. A variação litológica vertical é muito grande, enquanto que a horizontal é mínima, devido a essa característica deposicional. Assim, conforme a fratura cresce ela passa a contactar novas formações na vertical e várias delas atuam como efetivas barreiras, que freiam o crescimento da fratura nessa direção, aumentando seu crescimento lateral. Assim, a forma da fratura deixa de ser radial e passa a se aproximar de uma elipse (Rosolen, com. pess.).

⁵² <http://nwis.waterdata.usgs.gov/nwis>



Alcance das fraturas ordenadas pelo ponto médio da perfuração

Figura 3 - Alcance das fraturas medidas em milhares de poços em Barnett Shale (EUA) em comparação com a profundidade máxima dos aquíferos sobrepostos^{53,54}.

A expansão das fraturas é restringida também pela crescente perda de fluido para formações mais permeáveis. A prática de fraturamento, em um poço corretamente projetado e construído, é considerada como a ação de mais baixo risco no processo de desenvolvimento, especialmente em poços com mais de 600 metros (2.000 pés) de profundidade⁵⁵.

O relatório da AEA Technology plc para a Comissão Europeia⁵⁶ considera que o fraturamento hidráulico pode afetar a mobilidade de substâncias que ocorrem naturalmente no subsolo e, em particular, na formação contendo hidrocarbonetos. "Algumas dessas substâncias podem ser liberadas da formação por intermédio de reações biogeoquímicas complexas com aditivos químicos componentes do fluido de fraturamento". O relatório sugere que, caso as fraturas se estendam além da formação alvo e alcancem aquíferos ou caso haja falhas de revestimento do poço, "contaminantes poderiam potencialmente migrar para reservatórios de água potável". Esse risco, no entanto, é considerado remoto para formações separadas por 600 metros ou mais da base de aquíferos. Já, em locais específicos, "poderia haver migração de metano e gases fugitivos, a partir de camadas profundas até estratos rasos, por meio de vias naturais".

Nenhuma evidência de contaminação com água hipersalina ou fluido de fraturamento foi detectada em amostras de água potável em aquíferos superpostos às formações Marcellus e

⁵³ Fisher, K., 2010. Data Confirm Safety Of Well Fracturing. The American Oil & Gas Reporter, July 2010. http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Papers_and_Articles/web/A_through_P/AOGR%20Article-%20Data%20Prove%20Safety%20of%20Frac.pdf.

⁵⁴ Mair *et al.* (2012)

⁵⁵ King (2012)

⁵⁶ AEA, 2012. Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe: AEAT, report for the European Commission, 2012. <http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/fracking%20study.pdf>

Utica nos estados da Pennsylvania e New York⁵⁷. Há também indicações de que o fraturamento, quando executado próximo à superfície, tende a se expandir horizontalmente, o que reduziria o risco de interação com aquíferos sobrejacentes⁵⁸.

Os parâmetros e condições mais importantes capazes de afetar a migração de contaminantes da formação alvo para as águas subterrâneas seriam: matriz de permeabilidade e matriz de fraturas; distância entre o aquífero e a formação alvo; e os regimes de pressão no aquífero e na formação em questão.

Deve-se ter em conta, também, a determinação da potabilidade da água subterrânea. Essa água apresenta um gradiente natural de salinidade, o qual é correlacionado com a profundidade. Mesmo a partir de um valor baixo de salinidade, a água perde a condição de ser usada no abastecimento humano (*brine* ou água salobra). Normalmente os aquíferos que cercam os recursos de *shale gas* apresentam alta salinidade e, portanto, não são candidatos a fonte de abastecimento humano⁵⁹.

É importante frisar que o efeito mais importante derivado da criação de uma fratura que conecte o aquífero à formação de interesse não seria a sua poluição, mas ao contrário, o inevitável fluxo para baixo, tão logo haja a despressurização do poço pelo operador, que inundaria a instalação e tornaria antieconômica sua utilização posterior⁶⁰.

O monitoramento dos recursos hídricos existentes na área alvo dos recursos petrolíferos não convencionais é atividade essencial a ser realizada ao longo do processo de exploração desses recursos energéticos, inclusive previamente aos trabalhos exploratórios⁶¹.

O estabelecimento inicial dos registros históricos resguarda a atividade de exploração de incertezas futuras quanto à origem de determinadas substâncias e/ou concentrações anômalas no ar, no solo, nas águas superficiais ou subterrâneas.

As águas subterrâneas são particularmente sensíveis à contaminação em função de suas condições de ocorrência, dificultando as ações de descontaminação, a qual, em muitos casos, pode ser inviável técnica e/ou economicamente. Assim, o estabelecimento de um plano de monitoramento para as águas subterrâneas torna-se essencial, conferindo sustentabilidade ambiental ao desenvolvimento dos recursos petrolíferos não convencionais.

Quanto ao acompanhamento, deve-se definir quais substâncias serão analisadas e monitoradas, a frequência de amostragem, a densidade de pontos amostrados, tipos de poços, monitoramento qualitativo ou quantitativo. O estabelecimento dessas condições deverá refletir as características

⁵⁷ Osborn, S.G., Vengosh, A., Warner, N.R., Jackson, R.B., 2011. 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*. 108:8172-8176.

⁵⁸ Fisher, K. & Warpinski, N., 2012. "Hydraulic fracture-height growth: real data," Paper SPE145949 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 October – 2 November 2011; published February 2012 apud AEA (2012).

⁵⁹ Rosolen (com. pess.)

⁶⁰ Younger (2014)

⁶¹ Na Alemanha, há registros de rede com 6.500 pontos para verificar o atendimento dos padrões de águas superficiais e subterrâneas, em consonância com as exigências da Diretiva Quadro Europeia para Águas. (Ewen, C., Borchardt, D., Richter, S., Hammerbacher, R., 2012. German Shale Gas Panel. Study concerning the safety and environmental compatibility of hydrofracking for natural gas production from unconventional reservoirs-executive summary).

locais de cada área alvo dos recursos não convencionais. De qualquer forma, o estabelecimento de um plano de monitoramento adequado carece da definição prévia de arcabouços geológico, hidrogeológico e hidrogeoquímico, para subsidiar o estabelecimento da rede. Entende-se que a frequência de amostragem pode ser reduzida após o fechamento do poço. Nas situações onde o manancial subterrâneo for explorado para uso no fraturamento hidráulico e quando os corpos de água superficiais forem alimentados por fluxo de base (contribuição do aquífero para o meio superficial), condição presente no sistema aquífero livre/rio perene, atenção especial deve ser dada ao monitoramento quantitativo.

Entre as substâncias a serem monitoradas, citam-se sais, metais, gases dissolvidos, gases nobres, metano, isótopos de carbono, ácido clorídrico, compostos BTEX (benzeno, tolueno, etilbenzeno e xileno), e NORM (elementos radioativos), dentre outros.

A contaminação pode ocorrer, principalmente, em virtude de vícios na construção e integridade dos poços, da ocorrência de vazamentos em fissuras no revestimento dos poços e derrames de produtos químicos e águas residuais, utilizados durante a perfuração e o fraturamento hidráulico⁶².

O armazenamento de água de produção, ou de retorno, em tanques e reservatórios, traz preocupações em relação à acumulação de metais pesados ou radioativos que tenham sido extraídos da rocha fraturada e pelo potencial de transbordamento ou vazamento pelo excesso de fluidos, devido a chuvas torrenciais, ou pela ruptura do meio de armazenamento. Caso sejam adotados depósitos a céu aberto, com apenas uma camada de manta impermeável para a proteção do solo, podem ocorrer vazamentos ou derramamento dos efluentes sobre o solo e a possível migração para corpos hídricos.

Em locais onde o risco de transbordamento dos depósitos de fluidos resultantes do fraturamento hidráulico for elevado, deve-se optar pela adoção de instalações com “circuito fechado”, composto por tubulações e contêineres para a coleta de efluentes do processo.

Até o momento não há evidências que suportem a hipótese de contaminação de aquíferos causada diretamente pela propagação ascendente de fraturas. Problemas de integridade do poço, em especial aqueles relacionados à cimentação, são considerados como causas muito mais prováveis para as elevadas concentrações de metano termogênico observadas em águas

⁶² O Massachusetts Institute of Technology (MIT, 201187) analisou 43 incidentes com poluição ambiental relativas a operações de produção de gás natural não convencional tendo identificado que a contaminação de águas subterrâneas por gás natural ou fluido de perfuração (47% do total) e o derramamento de fluido de fraturamento e água de retorno (33% do total) são as causas mais comuns de contaminação de água. Descontrole do poço (*blowouts*), entretanto, representam somente uma pequena proporção dos incidentes (4%). De forma análoga, uma análise das notificações de incidentes elaborada pela indústria atuante no Marcellus Shale, na Pensilvânia, entre janeiro de 2008 e agosto de 2011 sobre 88 informes (Considine *et al.*, 2012) concluiu que os *blowouts* representam somente 0,9% do total de incidentes. A esse respeito, a Royal Society & The Royal Academy of Engineering (2012) afirma que as explosões de poços são raras e que raramente os folhelhos podem apresentar sobrepressão, principalmente devido à baixa permeabilidade da rocha. Considine, T., Watson, R., Considine, N., Martin, J., 2012. Environmental Impacts during Marcellus Shale Gas Drilling: Causes, Impacts, and Remedies Report 2012 – 1. SRSI, 43p. <http://www.velaw.com/UploadedFiles/VEsite/E-comms/UBSRSI-EnvironmentallImpact.pdf>.

subterrâneas rasas e pontos de suprimento, do que as vias induzidas apenas por fraturamento hidráulico⁶³.

Há necessidade de se avaliar a origem da migração de metano em poços adjacentes aos perfurados para o fraturamento com o uso de métodos confiáveis, bem como usar a técnica de microsísmica de forma adequada a partir de uma base de conhecimento geológico e geofísico bem estabelecida, além da exigência da avaliação independente do projeto de poço.

Impor uma zona de segurança, cuja distância seja definida por parâmetros técnicos, entre novas áreas de produção de recursos não convencionais e os aquíferos e/ou poços de água potável existentes poderia reduzir o risco de contaminação nessas áreas. O critério de distâncias mínimas a serem definidas entre poços e aquíferos e entre falhas ou fraturas preexistentes deve estar embasado claramente em parâmetros técnicos que as justifiquem. O objetivo é reduzir o risco das fraturas se estenderem verticalmente até os aquíferos.

As medidas de prevenção e mitigação incluem aquelas usuais para qualquer atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural, tais como avaliar os elementos chave necessários para manter a segurança do poço: mecanismos para a prevenção de perda de controle do poço (*blowout*); monitoramento de pressão e temperatura e sistemas de fechamento do poço ou da planta de processos; detecção de fogo e gás; monitoramento contínuo de vazamentos e liberação de gás e líquidos, medidas de reparação, caso ocorra falha de integridade do poço, e estratégia para o seu abandono em segurança, etc. Em relação aos procedimentos especificamente voltados para o fraturamento hidráulico, podem ser citados:

- Verificar a presença de barreiras geológicas entre a formação alvo e aquíferos; avaliar a necessidade de adoção de distâncias mínimas entre a formação alvo e aquíferos. Davies *et al.* (2012), com base na extensão estimada para as fraturas, recomendam uma distância vertical mínima de 600 metros entre a área de interesse para o fraturamento e a base do aquífero. Amec (2015) sugere o estabelecimento de uma distância mínima entre o estrato sujeito ao fraturamento hidráulico e aquele contendo aquíferos (a revisão da literatura realizada pelos autores indicou propostas de distâncias mínimas entre 600 a 1.000 metros). A legislação em vigor no Reino Unido proíbe o fraturamento hidráulico em terra em profundidades inferiores a 1.000 metros⁶⁴. Deve-se ter em conta, no entanto, que fatores tais como reologia dos materiais, estado de estresse, direção de aplicação das tensões e

⁶³ Jackson, R.B., Vengosh, A., Darrah, T.H., Warner N.R., Down, A., Poreda, R.J., Osborn, S.G., Zhao, K., Karr, J.D., 2012. Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction. vol. 110 n. 28, 11250–11255. <http://www.pnas.org/content/110/28/11250>;

King (2012)

A avaliação dos impactos operacionais associados com a perfuração no Marcellus Shale realizada por Considine *et al.* (2012) sugere que: “A presença de 4.500 pés de rocha acima da zona de fratura hidráulica torna essa eventualidade (a possibilidade de que o fluido de fraturamento hidráulico possa migrar a partir da rocha geradora) improvável. Na verdade, não existe nenhuma evidência documentada de um evento como esse desde que o fraturamento hidráulico foi introduzido pela primeira vez cerca de 60 anos atrás. Vaughan (2010) argumenta que a contaminação da água de abastecimento por gás natural ocorre, mais frequentemente, a partir de falhas no projeto e construção do poço, brechas nos tanques de contenção da água de retorno, e derramamentos de sobras de líquidos de gás natural usados na perfuração”.

⁶⁴ O fraturamento hidráulico, no Reino Unido, é permitido em profundidades menores para outros propósitos que não a produção de hidrocarbonetos, como por exemplo, para o aumento da produção em poços de água (Younger, 2016).

existência de descontinuidades prévias podem interferir no crescimento de fraturas, o que pode sugerir que intervalos de caráter prescritivo não sejam adequados a todos os possíveis cenários; identificar casos para os quais serão necessárias autorizações especiais;

- Realizar levantamento de informações e documentar potenciais vias de fuga (por exemplo, outros poços, falhas, minas) na área de influência de perfuração e do fraturamento hidráulico, para a elaboração de modelo hidrogeológico conceitual;
- Adotar medidas para garantir a integridade do poço, testes de competência da formação, testes do revestimento, teste da cimentação (qualidade, aderência), monitoramento contínuo de pressões. Implantar sistema de verificação dos resultados dos testes de integridade do poço por auditores independentes;
- As licenças devem exigir, entre outras, informações pertinentes à relação espacial entre a zona de interesse e quaisquer aquíferos sobrepostos ou adjacentes; aos métodos de construção de poços, bem como testes de integridade; identificação das possíveis vias de circulação do fluido de fraturamento; detalhamento da composição do fluido a ser injetado; o uso da água; e lançamento de efluentes;
- Elaborar programa de fraturamento hidráulico, no âmbito do plano de avaliação ou plano de desenvolvimento, pelo operador, para avaliação e autorização pelo órgão regulador;
- Declarar quais substâncias químicas compõem os fluidos de perfuração, completação e de fraturamento;
- Sempre que possível, utilizar apenas produtos químicos não perigosos na composição de fluidos de fraturamento; evitar o uso de produtos químicos persistentes, bioacumuláveis e tóxicos, cancerígenos e mutagênicos;
- Elaborar de lista de produtos químicos aprovados para uso em fluidos de fraturamento, ou metodologia que permita aos reguladores avaliar o potencial de risco dos produtos químicos utilizados;
- Exigir desenvolvimento de um modelo conceitual da zona de interesse antes do início da atividade, abrangendo a geologia, fluxo e percurso das águas subterrâneas, e sua posterior atualização, à medida que novas informações se tornem disponíveis;
- Modelar programa de fraturamento para a previsão da expansão de fraturas, com base nas melhores informações disponíveis;
- Monitorar e controlar a pressão durante as operações, em tempo real, para garantir que as fraturas e o transporte de poluentes não se estendam para além das formações produtoras. O uso de microsísmica, ou método equivalente, no início das operações de uma jazida pode contribuir para a calibragem das pressões de fraturamento, permitindo maior segurança às atividades em curso;
- A legislação proposta para o estado de Maryland⁶⁵ exige que o operador execute um levantamento por meio de inclinômetros ou microsísmica para o primeiro poço a ser fraturado, a partir de cada locação (*well pad*). O levantamento visa à obtenção de informação acerca da extensão, geometria e localização das fraturas;
- Implementar teste de integridade por ocasião das etapas mais importantes do desenvolvimento do poço, antes, durante e depois do fraturamento hidráulico: perfilagem

65

<http://www.mde.state.md.us/programs/Land/RecyclingandOperationsprogram/SpecialProjects/Documents/Oil%20and%20gas%20reg%20proposal%20-%20MD%20Register%20notice%201-9-15.pdf>

a cabo (calibre, aderência da cimentação, densidade); testes de pressão e hidrostático, teste de integridade mecânica de equipamento;

- Identificar critérios para a padronização de distâncias mínimas para a extensão do revestimento de superfície e a cimentação, além de reservatórios subterrâneos de água potável; distância mínima para a cimentação do revestimento de produção acima da formação objeto do fraturamento hidráulico;
- Definir critérios para o monitoramento a ser executado antes, durante e após o tamponamento e abandono do poço;
- O abandono do poço deve ser feito de acordo com os procedimentos adotados na indústria de produção de óleo e gás: adoção de conjunto solidário de barreiras; isolamento de intervalos produtores; isolamento de zonas permeáveis e de aquíferos eventualmente atravessados pelo poço;
- Definir zona de amortecimento a partir de poços abandonados e outras áreas consideradas como rotas potenciais para a migração de fluido de fraturamento (por exemplo, minas abandonadas);
- A nova legislação aprovada no Reino Unido⁶⁶ proíbe o fraturamento hidráulico em áreas onde existam aquíferos protegidos (*protected groundwater source areas*), assim como em outras “áreas protegidas”. A definição mais precisa dessas tipologias depende ainda de aprovação de legislação específica⁶⁷.

3.1.4. Usos múltiplos da água

O fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais é um processo que se caracteriza pelo uso intensivo de água. O consumo de água pode apresentar variações significativas e dependerá, em última análise, das características geológicas locais, incluindo, por exemplo, a profundidade da formação e a espessura das camadas geológicas a ela sobrepostas. A avaliação ambiental estratégica realizada no Reino Unido⁶⁸ estimou volumes de água variando de 10 mil m³ a 25 mil m³ de água por poço, durante o ciclo de vida de exploração e produção de petróleo e gás não convencional. Em geral, os efeitos sobre os recursos hídricos e o surgimento/agravamento de eventuais conflitos pelo uso da água dependerão da disponibilidade e demanda por outros usos

⁶⁶ “Infrastructure Act 2015151”, aprovado em 12/02/2015 (Amec, 2015)

⁶⁷ The Onshore Hydraulic Fracturing (Protected Areas) Regulations 2015. A nova regulação, ainda não aprovada, traz as seguintes definições (<http://www.legislation.gov.uk/ukdsi/2015/9780111137932/contents>):

“Definition of “protected groundwater source areas”

2.—(1) This regulation defines “protected groundwater source areas” for the purposes of section 4A of the Act.

(2) A “protected groundwater source area” is any land at a depth of less than 1,200 metres beneath a relevant surface area.

(3) For the purpose of paragraph (2), “relevant surface area” means any land at the surface that is:

(a) within 50 metres of a point at the surface at which water is abstracted from underground strata and is used to supply water for domestic or food production purposes, or (b) within or above a zone defined by a 50-day travel time for groundwater to reach a groundwater abstraction point that is used to supply water for domestic or food production purposes”.

⁶⁸ Amec (2013), Strategic Environmental Assessment for Further Onshore Oil and Gas Licensing: Environmental Report, report for DECC, December 2013

previamente estabelecidos. É importante destacar que fluido de fraturamento à base d'água é o mais comumente utilizado, mas existem outras alternativas experimentais⁶⁹.

Dados compilados em publicação da *American Chemical Society*, de 2014, revelam que o volume de água utilizado para a produção de gás por fraturamento hidráulico, nos 20 mil poços operados em 2012 nos Estados Unidos, é estimado em 300 milhões de m³ (média de 15 mil m³ por poço), considerado pelos autores como relativamente baixo, correspondendo a cerca de 1% dos recursos perdidos por evaporação em plantas de geração termelétrica, anualmente, estimados em 27,8 bilhões de m³. No entanto, em áreas geográficas com clima mais seco ou, ainda, em locais com altas taxas de consumo de aquíferos, como no Texas, Colorado e Califórnia, a retirada de água subterrânea para o fraturamento hidráulico poderia levar à escassez de água, em escala local, assim como a subsequente degradação da sua qualidade⁷⁰.

A água resultante das operações de fraturamento hidráulico é comumente reutilizada. De acordo com OGP (2014)⁷¹, dependendo da natureza da formação, entre 20 e 40% (e por vezes até 70%) da água injetada na formação geológica visando o fraturamento é recuperada em superfície e armazenada. A reutilização da água de retorno contribui para a redução da quantidade de água necessária ao processo. Na formação Marcellus, na Pensilvânia, alguns operadores reutilizam quase 100% do fluxo de retorno, enquanto em outras bacias a reutilização, mesmo em percentuais mais modestos, mostra tendência de crescimento.

É importante que a demanda do setor de recursos petrolíferos não convencionais seja compatível com a disponibilidade e com a demanda dos demais usos da água, mesmo que o uso de água seja elevado apenas no momento da operação de fraturamento, quando há o desenvolvimento de muitos poços ao mesmo tempo. A alocação de água para a prática do fraturamento poderá vir a ser abrigada pela outorga de direito de uso de recurso hídrico, nos casos previstos pela Lei nº 9.433, de 1997, pela Resolução CNRH nº 16, de 2001, e posteriores, assim como por normas estaduais.

Por ocasião dos fóruns realizados pelo Bureau of Land Management, do *US Department of the Interior*, em 2012⁷², que resultaram no documento *Supplemental Notice of Proposed Rulemaking and Request for Comment*, definiu-se que o escopo da regulamentação nos Estados Unidos deveria focar os aspectos de proteção aos recursos hídricos, e as salvaguardas para as operações de superfície, incluindo a disposição de efluentes resultantes do processo, a informação dos produtos químicos utilizados nos fluidos de fraturamento, bem como o estabelecimento de padrões rígidos para a construção dos poços.

Possíveis efeitos resultantes do consumo de água, associados às atividades de fraturamento hidráulico, são indicados na literatura⁷³:

⁶⁹ "gels, and carbon dioxide and nitrogen gas foams". Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing, Royal Society 2012 e Golden Rules for a Golden Age of Gas, IEA 2012.

⁷⁰ Vengosh *et al.* (2014)

⁷¹ OGP – International Association of Oil and Gas (2014). Shale Gas & Hydraulic Fracturing. Ensuring a Safe, Clean, Secure & Competitive Energy Source for Europe. http://www.iogp.org/PapersPDF/v2_Shale_FAQs_1.2_high.pdf

⁷² <http://ppec.asme.org/wp-content/uploads/2015/03/2015-06658.pdf>

⁷³ AEA (2012)

- Redução do fluxo afetando a disponibilidade de recursos para o abastecimento público de água;
- Os impactos negativos sobre habitats e ecossistemas aquáticos, tais como a degradação da qualidade da água, redução da quantidade de água, alterações de temperatura da água, oxigenação e fluxo, além de efeitos da deposição de sedimentos e erosão, derivados da alteração do padrão de escoamento de águas pluviais;
- Interferência sobre os demais usuários, afetando as suas capacidades de descarga de efluentes onde os limites são relacionados à razão de fluxo d'água, ou a concentração total de poluentes quando as taxas de descarga permanecem constantes;
- Impactos sobre a qualidade da água superficial, afetando a sua potencial utilização para outros fins; remoção da água e alteração na qualidade da água remanescente (por exemplo, a contaminação química pela exposição mineral ao ambiente aeróbico; crescimento bacteriano devido ao nível potenciométrico mais baixo; liberação de metano biogênico em aquíferos superficiais; ressurgência de água de qualidade inferior ou outras substâncias para o aquífero; subsidência e desestabilização geológica); e
- Impactos na hidrologia e hidrodinâmica que levem à alteração do regime de fluxo e qualidade da água.

Outros fatores que devem ser levados em consideração, para determinar a importância do consumo de água para fraturamento incluem⁷⁴:

- Aspectos sazonais do consumo da água (verão, inverno, etc.);
- A possibilidade de efeitos cumulativos decorrentes de bases para poços partilhados ou várias bases em uma dada área; efeito cumulativo potencial de um grande número de operações, particularmente em períodos de estiagem e seca, mas também em regiões úmidas, onde existam conflitos relativos ao abastecimento de água em função de demandas substanciais ou limitada infraestrutura existente;
- Recursos hídricos disponíveis e volume de água já consumido por outros usuários na área em questão; e
- Estimular a reciclagem e a reutilização da água residual como fluido de injeção.

Algumas das propostas de mitigação sugeridas na literatura, no que se refere à captação de água superficial e subterrânea, são:

- Adotar critério cuidadoso na escolha do local, com foco para a disponibilidade de recursos hídricos, em articulação com os eventuais fornecedores de água e reguladores;
- Exigir do operador a informação quanto ao perfil de demanda para o desenvolvimento do campo, identificando as fontes previstas de água e notificando o regulador e fornecedor de água, quando for o caso;
- O operador e o gestor de recursos hídricos pertinente devem avaliar os potenciais impactos sobre os recursos hídricos previamente ao estabelecimento da atividade;
- O regulador deverá exigir plano de gestão da água, incluindo o perfil da demanda de água da região modificado para considerar o desenvolvimento do campo de recursos petrolíferos não convencionais;

⁷⁴Amec (2013)

- Opções para reduzir a demanda de água durante o fraturamento hidráulico devem ser consideradas sempre que possível. Isso pode incluir o tratamento e reutilização de água de retorno (*flowback*) ou a adoção de tecnologias que prescindam do uso da água⁷⁵; e
- Priorizar o uso de água de qualidade inferior para o fraturamento (por exemplo, o aproveitamento de águas pluviais e esgoto tratado).

3.1.5. Alterações da qualidade do ar

A qualidade do ar pode ser diretamente afetada ao longo do ciclo de vida da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural. No caso dos recursos petrolíferos não convencionais, as principais fontes de emissões para a atmosfera relacionam-se à intensificação do tráfego de caminhões, à operação de geradores e à maquinaria pesada para a perfuração e fraturamento hidráulico. Também pode haver fuga de gás natural e outros poluentes a partir da água de retorno e da água produzida, quando não adequadamente capturados ou queimados (*flaring*). A necessidade de perfuração de maior quantidade de poços e do emprego do fraturamento hidráulico implica um maior uso de motores a diesel e máquinas diversas, com o consequente aumento de emissões em relação àquelas esperadas para a atividade convencional.

Os poluentes que podem ser emitidos durante as fases de instalação e de perfuração do poço dependem do tipo de combustível utilizado. Assim, inicialmente prevê-se a emissão de SO_x (óxidos de enxofre), NO_x (óxidos de nitrogênio), MP (material particulado) e BTEX (benzeno, tolueno, etilbenzeno e xileno), além de outros poluentes.

A fumaça do escapamento de veículos pesados para o transporte de materiais e, especialmente para o fornecimento de água e remoção de águas residuais, quando não há dutos de transporte disponíveis, gera emissões. A liberação de poeira é decorrente de atividades como terraplanagem, manuseio de materiais, movimento de terra e preparação das bases dos poços.

Durante a fase de fraturamento hidráulico podem ocorrer emissões fugitivas de hidrocarbonetos leves como o CH₄ (metano) e C₂H₆ (etano), além de CO₂ (dióxido de carbono), devido a problemas estruturais potenciais, tais como fissuras no revestimento do poço, fratura nos maciços e nos sistemas de captação, através de válvulas, bombas, flanges, etc. O adequado revestimento do poço, o mapeamento das fraturas e o controle do fraturamento minimizam as possibilidades de emissões fugitivas. O uso de tanques fechados para o armazenamento da água de retorno é, também, importante e já admitido como melhor prática da indústria, para que se evitem as emissões de metano⁷⁶.

É importante destacar que a intensidade da atividade de fraturamento hidráulico para a produção de recursos petrolíferos de jazidas não convencionais é muito maior do que para jazidas convencionais. Assim, quando a instalação de produção está próxima a uma área residencial, a população pode ser impactada por poluentes atmosféricos.

⁷⁵ Brino, A., 2012. Waterless fracking technique makes its debut in Ohio in Mid West Energy News. <http://midwestenergynews.com/2012/05/15/waterless-fracking-technique-makes-its-debut-in-ohio/>

⁷⁶ Bond *et al.* (2014)

Durante toda a fase de produção do gás a partir de jazidas não convencionais podem ocorrer emissões fugitivas acidentais. Na etapa de completação do poço, há maior risco de emissões fugitivas acidentais, sendo que a composição das eventuais emissões é variável, pois depende das características geológicas da região.

Ainda em relação à poluição do ar, a fase de perfuração e fraturamento tende a gerar o escape de gás natural a partir da água de retorno, o que exige a queima no local (*flaring*). Como alternativa podem ser utilizadas técnicas de completação de poço que permitam a captura do metano resultante do processo de fraturamento, para exportação ou geração de energia na própria instalação (completação “verde” ou “completação com emissão reduzida”), além da adoção de tanques fechados para o armazenamento da água de retorno.

Metano e pequenas quantidades de compostos orgânicos voláteis e outros poluentes, dependendo da composição do fluido utilizado, podem ser liberados para a atmosfera a partir da água de retorno. É sempre preferível capturar o gás, por intermédio de técnica de completação adequada, para uso local ou exportação, do que queimar ou ventilar. A queima do gás, mais provável de ocorrer durante as fases preliminares da operação, pode resultar na produção de CO₂, NO_x, SO₂, CO, e material particulado.

A liberação de metano residual esperada, a partir de poços corretamente abandonados, é mínima; a sobrepressão é extremamente rara em reservatórios não convencionais antes da sua exploração e, certamente, não persistiria após essa fase⁷⁷.

Outro possível impacto da atividade é a formação de poluentes secundários, como o O₃, devido à combinação de compostos orgânicos voláteis, NO_x e radiação solar.

De acordo com estudo da Universidade de Maryland⁷⁸, a associação entre a poluição do ar e os problemas de saúde da comunidade exposta ainda não está estabelecida, principalmente pelo tempo decorrido entre a exposição e manifestação de doenças e pela falta de estudos epidemiológicos detalhados de casos reais. Já o relatório do *UK Government Body Public Health England*⁷⁹ aponta diversos estudos realizados no Canadá e, em especial, nos Estados Unidos, e conclui que “as evidências disponíveis indicam que os riscos potenciais para a saúde pública associados à exposição a emissões decorrentes da extração de gás não convencional é baixa, desde que as operações sejam reguladas e realizadas de maneira apropriada”.

Assim, pode-se supor que a extensão do impacto negativo pela poluição do ar baseia-se na vulnerabilidade da população, na proximidade da base de produção e no sucesso das estratégias

⁷⁷ Thorogood, J. L., & Younger, P. L., 2015. Discussion of "Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation" by R. J. Davies, S. Almond, R.S., Ward, R.B. Jackson, C. Adams, F. Worrall, L.G. Herringshaw, J.G. Gluyas and M.A. Whitehead. (Marine and Petroleum Geology 2014). Marine and Petroleum Geology, 59. pp. 671-673. (doi:10.1016/j.marpetgeo.2014.07.011) <http://eprints.gla.ac.uk/96049/>

⁷⁸ Marcellus Shale Safe Drilling Initiative Study. Maryland Institute for Applied Environmental Health, School of Public Health and University of Maryland, College Park, July 2014.

⁷⁹ Kibble, A., Cebianca, T., Daraktchieva, Z., Gooding, T., Smithard, J., Kowalczyk, G., McColl, N.P., Singh, M., Mitchem, L., amb, P., Vardoulakis, S., Kamanyire, R., 2014. Public Health England. Review of the Potential Public Health Impacts of Exposures to Chemical and Radioactive Pollutants as a Result of the Shale Gas Extraction Process.

<https://www.gov.uk/government/publications/shale-gas-extraction-review-of-the-potential-public-health-impacts-of-exposures-to-chemical-and-radioactive-pollutants>

de prevenção a serem implementadas pelas autoridades e pelas medidas de controle por parte da indústria, visando à minimização da exposição da população local e dos trabalhadores.

Entre as possíveis medidas de mitigação para a redução da poluição do ar, podem-se incluir:

- Avaliar a adoção de distanciamento mínimo entre a locação e núcleos urbanos, considerando que a locação escolhida deve evitar áreas residenciais e outras áreas sensíveis;
- Definição e implementação de um Plano de Redução de Emissões (estabelecer programa de auditoria e verificações pelo operador; prevenir vazamento de gás; adotar medidas de detecção e reparo e interromper vazamentos em um estágio inicial), incluindo uma avaliação do potencial de impactos à qualidade do ar local, e as implicações para o cumprimento de eventuais valores-limite definidos na legislação;
- Definir plano de supressão de poeira, incluindo restrições ao posicionamento de práticas geradoras de poeira, em relação aos receptores a serem protegidos; utilização de telas; cobertura do solo exposto; uso de aspersão de água ou sistemas de exaustão (*local exhaust ventilation systems - LEV*); e cobertura de carga; além de inspeções regulares a fontes geradoras de poeira;
- Especificações de limites de emissões devem ser consideradas para a seleção e aquisição de equipamentos, incluindo o uso de veículos de baixa emissão; Sempre que possível, devem ser empregados equipamentos com emissão baixa ou "zero" de enxofre;
- Implementar plano de transportes para reduzir o tráfego de veículos pesados, por exemplo, por meio de compartilhamento de carga; designação de áreas de estacionamento e carga/descarga; e identificação de as rotas de transporte adequados, evitando horas de pico de tráfego, de modo a reduzir congestionamento e emissões em marcha lenta;
- Optar por fontes de energia de baixa emissão para o funcionamento de motores e veículos;
- Priorizar o uso de motores de sonda com maior eficiência energética e baixas emissões;
- Aplicação de técnicas de redução para minimizar as emissões (diesel com baixo teor de enxofre, filtros para retenção de partículas do diesel);
- Adotar técnicas de completação para reduzir a perda de gás que possa ser liberado a partir dos fluidos recuperados do poço (água de retorno e água produzida), conforme preconizado pelas boas práticas da indústria; e
- Considerar o uso de dutos de superfície temporários para o abastecimento de água e coleta de águas residuais; sempre que possível selecionar locações próximas a fontes de fornecimento de água e de estações de tratamento de resíduos, de modo a reduzir o transporte por veículos.

3.1.6. Emissões de gases de efeito estufa (GEE)

De acordo com OGP (2014), qualquer comparação da emissão de gases de efeito estufa entre a exploração e produção de petróleo e gás não convencionais com aquelas características da atividade convencional ainda é incerta. O principal motivo é a falta de dados confiáveis para as diversas etapas constituintes do ciclo de vida para esses últimos.

O diferencial das emissões de gases de efeito estufa na exploração e produção de recursos petrolíferos não convencionais está relacionado à intensidade da atividade de construção de

poços e à aplicação do fraturamento hidráulico: transporte de água, areia, etc.; bombeio do fluido de fraturamento e o tratamento e disposição da água produzida e de retorno e demais resíduos.

Após o fraturamento hidráulico, uma mistura de fluido de fraturamento (água e produtos químicos), contendo metano, retorna à superfície (*flowback*). Esta seria a fase de maior risco no que concerne à emissão de gases de efeito estufa, embora a captura ou queima do gás seja normalmente realizada.

A etapa de conclusão do poço pode, também, determinar emissões significativas de gás natural. É possível, contudo reduzir tais emissões pelo emprego da técnica de “conclusão verde”, já comentada acima. Concluída a etapa de equipagem do poço para produção, ou após uma intervenção, é praxe limpar detritos e fluidos de retorno do fraturamento. Os métodos convencionais para a limpeza incluem o direcionamento da produção do poço a um tanque para recolhimento de areia, cascalhos e fluidos do reservatório, visando à destinação correta desses “rejeitos”. Os resultados da indústria mostram que o investimento em separadores portáteis trifásicos pode ser recuperado em curto prazo. Assim, os sistemas de “conclusão verde” apresentam uma oportunidade significativa para redução de impactos e custos.

Outra fonte importante de emissões é o vazamento não intencional de gás (emissão fugitiva), a partir de válvulas, cabeça do poço, outros equipamentos e acidentes. Emissões acidentais de gás metano podem ocorrer, também, devido a fissuras no revestimento do poço, fissuras no sistema de captação e durante o armazenamento na superfície e no transporte até a unidade de processamento. As emissões acidentais podem levar à liberação de quantidades relevantes de GEE na atmosfera.

Já na fase de produção, espera-se que as emissões sejam similares às aquelas observadas na produção de jazidas convencionais. O refraturamento pode vir a ser necessário na fase de produção, o que levaria a emissões adicionais.

Deve-se considerar que, em termos de balanço das emissões, estas seriam compensadas caso o gás se destine a substituir a queima de carvão ou óleo combustível em usinas termelétricas.

De acordo com o relatório elaborado pelo governo escocês, as emissões potenciais decorrentes da atividade voltada aos não convencionais, naquele país, decorrerão, principalmente, do escape de metano quando o poço está sendo preparado para a produção ou durante intervenções na fase de produção; do impacto da construção de infraestrutura em áreas de solo rico em turfa; além das emissões fugitivas, a partir de válvulas e tubulações. O relatório conclui pela viabilidade de mitigação dessas emissões com a aplicação das melhores práticas da indústria, em especial, reduzindo a atividade em áreas com maior ocorrência de turfa, e sugere que a emissão de gases de efeito estufa, por unidade de energia de gás não convencional produzida, será provavelmente equivalente àquela derivada da atividade convencional⁸⁰.

Sugerem-se as seguintes medidas mitigadoras das emissões de GEE:

- Adotar, sempre que possível, medidas para compensar, ao menos em parte, as emissões de GEE resultantes das fases de construção das instalações e atividades operacionais;

⁸⁰ Bond *et al.* (2014)

- Elaborar e implementar um plano de redução de emissões, incluindo uma avaliação dos impactos potenciais da qualidade do ar local, assim como as implicações para o cumprimento dos valores-limite de poluentes do ar;
- Buscar a adoção de métodos de completação (“completação verde”) adequados à eliminação da ventilação de gás e para a captura e limpeza para uso do gás liberado a partir do fluido de fraturamento e água de retorno ou produzida;
- Dispor de sistemas de completação fechados como alternativa a diques ou tanques de contenção de água de retorno, visando evitar emissões fugitivas;
- Utilizar queimadores (*flares*) ou incineradores para reduzir as emissões a partir do retorno do fluido de fraturamento durante a fase de exploração, quando ainda não há conexão com a rede de escoamento de gás;
- Adotar programa de monitoramento para garantir alerta precoce para vazamentos (procedimento usual, adotado como melhor prática em poços de petróleo e gás, em função do risco de explosão); assim como parte do plano de redução de emissões (programa de auditorias e verificações pelo operador, para prevenção de vazamento de gás, detecção e medidas de reparação para interromper vazamentos em um estágio inicial); e
- Incluir no programa de monitoramento a obtenção de estimativas de emissões para os reguladores e governo. Isso pode incluir, por exemplo, monitoramento do ar, teste de pressão hidrostática de tubulações e equipamentos utilizados para o transporte de gás⁸¹.

3.1.7. Impactos à saúde humana

As pressões e os riscos relacionados com a saúde humana, derivados das atividades de exploração de recursos petrolíferos não convencionais, incluem as emissões de veículos e equipamentos, a contaminação das águas subterrâneas por efeito do fraturamento, as descargas de águas residuais contaminadas, o ruído e a exposição a materiais radiativos.

Tal como acontece em qualquer atividade de construção, há riscos para a saúde e segurança dos trabalhadores que exigem cuidados. Impactos para a saúde humana podem advir de várias atividades durante a perfuração e fraturamento hidráulico.

A preparação e construção da base podem resultar em ruído e geração de poeira. O movimento de veículos pesados para transporte de materiais e a utilização de geradores a diesel para os equipamentos e processos de perfuração resultam em emissões de partículas em suspensão (PM10), óxidos de nitrogênio (NO_x), monóxido de carbono (CO), compostos orgânicos voláteis (VOCs) e dióxido de enxofre (SO₂). O ruído pode ser gerado durante as fases de perfuração e de fraturamento hidráulico, podendo, potencialmente, trazer perturbação aos receptores locais.

O processo de fraturamento hidráulico pode contaminar o abastecimento de água potável da rede pública a partir de vazamentos de fluido de fraturamento e metano, nos casos de falhas na integridade do poço, migração de contaminantes, ou a descarga de águas residuais contaminadas.

⁸¹ MacKay, D.J.C., Stone, T.J., 2013. Potential Greenhouse Gas Emissions Associated with Shale Gas Extraction and Use. DECC.
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/237330/MacKay_Stone_shale_study_report_09092013.pdf

Além disso, o material radioativo pode ser encontrado na água de retorno, ou ainda através da liberação de gás radônio. Mykowska *et al.* (2014)⁸² concluíram que o cascalho de perfuração examinado não apresenta qualquer risco radiológico para os seres humanos e pode ser manuseado com segurança.

Os riscos de contaminação da água distribuída pela rede pública são geralmente baixos devido à proteção determinada pela regulamentação do abastecimento de água, embora derramamentos acidentais ainda possam ocorrer. O abastecimento de água particular é, em geral, mais vulnerável à contaminação devido ao monitoramento mais precário.

A maior parte das atividades associadas ao desenvolvimento da produção é potencialmente semelhante às da fase de exploração. No entanto, pode-se supor que a escala, magnitude e duração dos impactos à saúde humana sejam maiores, dada a necessidade de perfurar e fraturar um maior número de poços, em especial com relação ao ruído, às emissões e ao volume de efluentes.

Na fase de produção/operação/manutenção, os efeitos esperados para a saúde serão limitados a níveis mínimos de ruído e ao movimento de veículos. Os efeitos para a saúde humana que possam ser causados pelos poluentes atmosféricos e os efeitos potenciais sobre a água potável podem sobrevir no caso de refraturamento do poço.

O ruído ambiental associado ao desenvolvimento dos recursos não convencionais foi identificado como a principal preocupação dos residentes da porção oeste do estado de Maryland, nos Estados Unidos. A partir da pouca literatura disponível, estima-se um ruído ambiental entre 76 e 44 dB, em distâncias entre 500 e 1.000 metros a partir de uma base de poço⁸³, a depender da fase da operação, do relevo e da presença de vegetação. A exposição constante a elevados níveis de ruído tem sido associada a vários tipos de problemas de saúde como o estresse, irritação, distúrbios do sono, hipertensão e doenças cardiovasculares. O nível de ruído pode ser reduzido pela adoção de medidas de mitigação, como por exemplo, a definição de distâncias mínimas entre a locação e áreas residenciais, e pela adoção de tecnologias de redução de som, tais como barreiras verticais, a serem definidas pela regulação.

De acordo com Amec (2015), o nível de ruído máximo calculado para um raio de 75 m, a partir dos equipamentos usados nas fases preparatórias da instalação é de 70 dB. Para a perfuração horizontal, o nível de ruído máximo seria de 64 dB. Dependendo da distância da fonte, essa intensidade de ruído pode perturbar residentes locais, especialmente em áreas sensíveis, demandando medidas de mitigação. Como o controle de ruído já é prática comum para o setor de petróleo e gás, espera-se que os efeitos possam, em grande parte, ser evitados se a instalação for concebida de forma adequada.

⁸² Mykowska, A., Rogala, A., Kallas, A., Karczewski, J., Hupka, J., 2014. Radioactivity of drilling cuttings from shale resources of the lower Paleozoic Baltic Basin Physicochem. Probl. Miner. Process. 51(2), 2015, 521–533

⁸³ Maryland Institute for Applied Environmental Health, School of Public Health, University of Maryland, College Park, 2014. Potential Public Health Impacts of Natural Gas Development and Production in the Marcellus Shale in Western Maryland, July 2014.
<http://phpa.dhmh.maryland.gov/OEHFP/EH/Shared%20Documents/Reports/MDMarcellusShalePublicHealthFinalReport08.15.2014.pdf>

O estudo conduzido pela *The Council of Canadian Academies*, concluído em 2014⁸⁴, visou responder questões relativas ao estado da arte do conhecimento do potencial de impacto ambiental pela exploração, extração e desenvolvimento do gás de folhelho e ainda sobre o estado da arte do conhecimento das opções de mitigação associadas. Em suas conclusões, indicou um arcabouço efetivo para gestão de riscos relativos ao desenvolvimento de gás de folhelho, composto por cinco elementos distintos:

- Tecnologias para desenvolver e produzir gás de folhelho – Os equipamentos e produtos devem ser adequadamente projetados, instalados de acordo com especificações, testados e mantidos para garantir a sua confiabilidade;
- Sistemas de gestão para controlar os riscos ao meio ambiente e saúde pública - A gestão de segurança dos equipamentos e processos associados com o desenvolvimento e operação das bases do gás de folhelho devem ser abrangentes e rigorosas;
- Sistema regulatório efetivo – As regras para regular o desenvolvimento do gás de folhelho devem ser baseadas em diretrizes científicas apropriadas, regulação com base em resultados, com forte ação de monitoramento, inspeção e fiscalização;
- Planejamento regional - Para reduzir os impactos cumulativos, a perfuração e os planos de desenvolvimento devem refletir as condições ambientais locais e regionais, incluindo o uso da terra e os riscos ambientais. Algumas áreas podem não ser apropriadas para o desenvolvimento da produção com a atual tecnologia, enquanto outras podem requerer medidas de gestão específicas; e
- Atuação da comunidade local e partes interessadas. O engajamento da comunidade é necessário não somente para informar os residentes locais sobre o desenvolvimento, mas para receber seus informes sobre valores importantes para serem protegidos, para refletir suas preocupações e para ganhar sua confiança. Dados ambientais devem ser transparentes e disponíveis para todas as partes interessadas.

Pesquisa realizada na Pensilvânia⁸⁵, relacionando a exposição à poluição do ar com o desenvolvimento de recursos petrolíferos não convencionais, sugere o aumento do risco de efeitos de saúde subcrônicos, problemas congênitos de coração ou neurais, e ainda irritação nasal, sinusite, irritação nos olhos, dores de cabeça severas, tosse persistente, coceira e sangramento nasal entre os residentes no raio de até 460 metros (1.500 pés) de instalações de produção, comparado com residentes em distâncias superiores. Os principais determinantes dessa relação seriam a concentração de poluentes no ambiente, a frequência e duração da exposição dos indivíduos e, ainda, o potencial desses poluentes. Não obstante, foram apontadas limitações ao estudo, em função do tamanho limitado da amostra (108 entrevistas) e o caráter não randômico da amostragem (*Potential Public Health Impacts of Natural Gas Development and Production in the Marcellus Shale in Western Maryland*, de julho de 2014⁸⁶). Younger (2016), no entanto, chama a atenção para o fato de que, se essa correlação entre distância e efeitos na

⁸⁴ Council of Canadian Academies, 2014. Environmental Impacts of Shale Gas Extraction in Canada The Expert Panel on Harnessing Science and Technology to Understand the Environmental Impacts of Shale Gas Extraction

⁸⁵ Steinzor N., Subra W., Sumi L., 2013. Investigating links between Shale gas development and health impacts through a community survey project in Pennsylvania. *New Solut.* 2013; 23:55–83. doi: 10.2190/NS.23.1.e.

⁸⁶ Maryland Institute for Applied Environmental Health (2014)

saúde de residentes fosse válida, era de se esperar um impacto significativo sobre a saúde das equipes que trabalham nas bases de perfuração e seu entorno.

A avaliação de impacto foi baseada em dados disponíveis em outras áreas dos Estados Unidos, onde a atividade de exploração e produção de não convencionais se encontra em curso, além de dados epidemiológicos e toxicológicos em outros contextos relevantes para o entendimento da questão. A avaliação aponta os efeitos que “poderiam ocorrer e que devem ser tratados a partir de medidas preventivas de saúde pública”, se e quando a atividade for iniciada.

Os principais impactos, positivos e negativos, a partir do desenvolvimento da produção de recursos petrolíferos não convencionais na porção do Marcellus Shale, em Maryland, identificados no âmbito do estudo citado, foram categorizados em termos de probabilidade de impacto negativo na saúde humana - alto, moderado e baixo (não significativo). A Tabela abaixo traz a relação de tópicos relativos aos impactos identificados e seu nível de significância.

TÓPICO	NÍVEL DE SIGNIFICÂNCIA
Qualidade do ar	Alta
Infraestrutura de saúde	Alta
Saúde ocupacional	Alta
Determinantes sociais de saúde	Alta
Riscos e exposição cumulativos	Moderada
Impactos relativos à água de produção ou de retorno	Moderada
Ruídos	Moderada
Sismos	Baixa

Fonte: Potential Public Health Impacts of Natural Gas Development and Production in the Marcellus Shale in Western Maryland, July 2014.

O relatório sugere, no entanto, que “as avaliações de impactos potenciais à saúde não representam previsões de que esses efeitos, necessariamente, ocorrerão em Maryland, onde a regulamentação deverá ser mais rigorosa do que em estados onde as atividades para não convencionais já estão em curso. Ao contrário, o relatório apresenta os impactos que podem ocorrer e que demandam medidas preventivas de saúde pública”.

Saúde ocupacional – Os trabalhadores dessa indústria estariam expostos a riscos de saúde ocupacional, em especial pela exposição a cristais de sílica, sulfetos e compostos particulados de hidrocarbonetos, além de fatalidades relacionadas a acidentes rodoviários. Existem, ainda, informes de problemas sociais⁸⁷ como perturbação mental, suicídio, estresse e abuso de substâncias associados à força de trabalho nesse segmento da indústria petrolífera devido à natureza das operações⁸⁸. Esses problemas sociais terminam por afetar também as comunidades onde estão situadas as atividades de produção de hidrocarbonetos não convencionais.

Infraestrutura de saúde – Estima-se que ocorra impacto na infraestrutura de saúde pelo aumento da demanda devido à força de trabalho da indústria petrolífera que venha a migrar para a região

⁸⁷ Maryland Institute for Applied Environmental Health (2014)

⁸⁸ *idem*.

de produção, principalmente nos anos iniciais da fase de desenvolvimento do projeto, podendo haver redução durante o ciclo de produção. Ademais, pode haver aumento local dos atendimentos públicos à emergência, urgência e trauma, independentemente da disponibilização de plano de saúde privado pelas empresas operadoras e prestadoras de serviço a seus empregados.

Risco e exposição cumulativos – Avalia-se que as comunidades onde ocorram as atividades de desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural não convencionais estejam expostas a impactos de múltiplos produtos químicos (compostos orgânicos voláteis - VOCs, material particulado - PM, hidrocarbonetos poliaromáticos - PAHs), riscos físicos (ruído e radiação), estressores psicossociais relativos à segurança pública, potencial redução de valor das propriedades, degradação de segmentos sociais, crime, e outros. Tais impactos podem afetar diferenciadamente segmentos sociais menos favorecidos ou sem representatividade política. O efeito da combinação cumulativa dos riscos citados, assim como a interação entre produtos químicos e estressores não químicos deve ser considerado. Existe concordância no meio científico de que a avaliação tradicional de um único elemento de risco é inadequada quando se considera a situação de risco cumulativo. Admite-se que a combinação dos impactos acima descritos, e relacionados a essa indústria, pode ser maior do que a simples soma dos mesmos, e que o impacto será mais pronunciado em populações carentes e será sentido desproporcionalmente por subgrupos vulneráveis, tais como pequenos proprietários, idosos, crianças e indivíduos com doenças preexistentes.

No caso de um rápido crescimento da indústria extrativa em áreas rurais e semi-rurais, impactos potenciais podem, ainda, estar relacionados ao trânsito de caminhões e à súbita presença de grande quantidade de trabalhadores. Impactos psicossociais em indivíduos e nas comunidades foram verificados, na região do Marcellus Shale⁸⁹, não apenas em relação ao ruído, como também na perda de serenidade do meio rural, e na percepção de falta de confiabilidade na indústria e no governo⁹⁰. Esses fatores são particularmente relevantes no caso de comunidades isoladas e/ou povos indígenas, comunidades quilombolas e povos e comunidades tradicionais.

A par dos impactos potenciais considerados, o relatório final do projeto relacionado à saúde humana aponta as medidas necessárias para prevenir ou minimizar os efeitos potenciais negativos para a saúde pública:

- **Segurança do trânsito** - Aumentar a frequência dos patrulhamentos rodoviários estaduais e locais, para monitorar o tráfego de caminhões pesados; capacitar as comunidades locais para controlar a velocidade e padrões de tráfego dos caminhões; definir regras de tráfego para manter a separação entre as atividades relacionadas aos não convencionais e as atividades do público em geral (por exemplo, evitar o trânsito de caminhões durante os horários de transporte da população); considerar o uso de dutos para o transporte de fluidos entre instalações utilizadas pela indústria.
- **Envolvimento das comunidades** - Engajar as comunidades locais no monitoramento e aderência aos padrões definidos para as distâncias limite entre o empreendimento e demais atividades; elaborar mapas com a definição de zonas de amortecimento, para

⁸⁹ *idem*

⁹⁰ *idem*

identificar áreas específicas nas quais o fraturamento deve ser restrito (casas, igrejas, escolas, hospitais, creches, parques, corpos d'água recreacionais) e torná-los disponíveis para os membros da comunidade.

- **Infraestrutura de saúde** - Verificar se potenciais empresas de exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais fornecem seguro-saúde com cobertura adequada para todos os empregados; organizar um fórum local de saúde com as principais partes interessadas para avaliar os serviços de saúde e antecipar necessidades relacionadas aos impactos dos não convencionais; informar e treinar pessoal médico de emergência em aspectos específicos aos impactos à saúde da força de trabalho; estabelecer um comitê com a participação das partes interessadas nos níveis local e estadual (incluindo funcionários das empresas de óleo e gás, fornecedores locais e residentes) para a identificação antecipada de impactos na infraestrutura de saúde; iniciar o monitoramento dos custos na área de saúde relacionados aos impactos dos não convencionais.
- **Exposição cumulativa e riscos** - Implementar um sistema de acompanhamento de sucesso de partos nas comunidades potencialmente afetadas; iniciar estudo epidemiológico relacionado à avaliação de afecções cutâneas, mucosas e irritação das vias respiratórias; desenvolver mecanismos de financiamento para estudos de saúde pública.
- **Saúde ocupacional** - Implementar medidas para o controle de exposição à sílica nas operações relacionadas aos não convencionais; prover recursos para a inspeção sistemática dos locais de trabalho e monitoramento das condições de exposição da força de trabalho; estabelecer programas de sensibilização da comunidade para a integração de trabalhadores temporários, como um meio de reduzir as taxas de depressão, suicídio e uso de drogas; determinar aos empreendedores o estabelecimento de programas de assistência ao empregado, incluindo aconselhamento e tratamento no caso de abuso de drogas.

O relatório de impactos foi considerado na condução do projeto denominado *Marcellus Shale Safe Drilling Initiative Study*⁹¹, desenvolvido para prover uma referência regional da saúde da população e uma avaliação dos potenciais impactos à saúde pública e as possíveis estratégias mitigatórias, na hipótese de se iniciar a extração de gás natural na porção do Marcellus Shale, no estado de Maryland.

O relatório conclui pela adoção das seguintes recomendações, no caso da atividade se concretizar em Maryland: “confirmar a efetividade das melhores práticas; monitorar a qualidade do ar e das águas superficiais e subterrâneas; reduzir a intensidade do tráfego de caminhões; e adaptar a regulação às especificidades da exploração e produção de não convencionais”.

É importante notar que o relatório final não corrobora, ao menos quanto à intensidade, os riscos à saúde pública detalhados na publicação referida anteriormente. Por exemplo, em relação à contaminação dos trabalhadores “em especial pela exposição a cristais de sílica”. O tema é tratado de maneira menos contundente, visto “não haver um padrão federal específico quanto à qualidade do ar, relativamente à sílica”. O relatório afirma “não haver dados quanto aos níveis de sílica no meio ambiente em comunidades próximas a bases de poços nos quais a areia é utilizada como propante”. Não obstante, “trabalho recente do *National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH)* observou que alguns trabalhadores da indústria de petróleo e gás estão

⁹¹ Marcellus Shale Safe Drilling Initiative Study. Maryland Institute for Applied Environmental Health, School of Public Health and University of Maryland, College Park, December 2014.

expostos a níveis de sílica em excesso ao limite proposto pela *Occupational Safety and Health Administration (OSHA)*". Younger (2016) sugere que se trata de uma questão menor, no que se refere à indústria de petróleo e gás, visto que a areia utilizada tem granulometria muito maior que as partículas responsáveis pela silicose em trabalhadores na mineração.

Outras medidas de mitigação aplicáveis aos impactos à saúde humana seriam⁹²:

- Requerer avaliação da qualidade do ar e outros potenciais impactos à saúde e propor estratégias para proteger a comunidade e trabalhadores da exposição aos riscos dos poluentes; requerer plano de monitoramento do ar, água e solo;
- Evitar, na escolha da locação, áreas residenciais e outras áreas sensíveis (por exemplo, as melhores práticas da indústria indicam distâncias mínimas de 1.600 m, quando possível⁹³, sendo 700 metros a distância mínima para as instalações geradoras de ruído);
- Realizar avaliação abrangente de riscos ambientais, incluindo aqueles significativos para a saúde humana; exigência de consultas às partes interessadas e comunidades locais; avaliação e consultas devem ser realizadas o mais cedo possível, quando do desenvolvimento das propostas;
- Preparar e implementar um plano de redução de emissões, baseados no conceito de "Alarp" (*as low as reasonably practicable* - nível tão baixo quanto razoavelmente praticável);
- Limitar os níveis de ruído e poeira e a mobilização de quaisquer contaminantes durante a construção como parte do Plano de Gestão Ambiental para a instalação;
- Definir limites adequados para os níveis máximos de ruído e realizar o monitoramento para demonstrar a correta aderência aos limites predefinidos;
- Definir zona de amortecimento, na qual é mandatária uma avaliação detalhada da propagação do ruído;
- Implementar estratégias de redução de ruído, tais como a utilização de motores elétricos e, sempre que possível, a instalação de barreiras acústicas;
- Requerer a cobertura da carga de caminhões de transporte de solo ou resíduo de perfuração;
- Definir rotas específicas para o trânsito de caminhões utilizados nas atividades de desenvolvimento da produção;
- Considerar o uso de dutos na movimentação de fluidos relativos ao desenvolvimento da produção (água de produção e de retorno e hidrocarbonetos);
- Não utilizar gás natural produzido e sem processamento em motores do sistema de produção;
- Estabelecer fórum de discussões composto por residentes e representantes da indústria voltado para tratar questões relativas ao odor;
- Realizar monitoramento da qualidade do ar e plano de comunicação junto à comunidade;
- Definir plano de supressão de poeira, incluindo restrições ao posicionamento de práticas geradoras de poeira, em relação aos receptores a serem protegidos; utilização de telas; cobertura do solo exposto; uso de aspersão de água ou sistemas de exaustão (*local exhaust*

⁹² Amec (2015)

⁹³ AEA (2012)

ventilation systems - LEV); e cobertura de carga; além de inspeções regulares a fontes geradoras de poeira;

- Considerar especificações de limites de emissões para a seleção e aquisição de equipamentos, incluindo o uso de veículos de baixa emissão. Sempre que possível, devem ser empregados equipamentos com baixa ou "zero" emissão de enxofre;
- Implementar plano de transportes para reduzir o tráfego de veículos pesados, por exemplo, através do compartilhamento de carga; designar áreas de estacionamento e de carga e descarga; identificar as rotas de transporte adequados, evitando horas de pico de tráfego, de modo a evitar congestionamento e emissões em marcha lenta;
- Requerer o armazenamento de materiais utilizados e resíduos com hidrocarbonetos em tanques fechados, permitindo apenas o armazenamento de água tratada em tanques abertos;
- Exigir a consideração dos principais riscos para todas as fases do ciclo de vida do empreendimento (projeto, operação e abandono) e desenvolvimento de plano de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, adequado, de modo a garantir a segurança, saúde e a prevenção de impactos ambientais;
- Exigir avaliação da segurança química aplicável aos riscos específicos pertinentes aos hidrocarbonetos não convencionais e às possíveis vias responsáveis pela exposição direta do ambiente e indireta de seres humanos (incluindo as rotas subterrâneas); buscar medidas adequadas de gestão de risco a serem especificadas nessa avaliação;
- Elaborar plano de resposta à emergência abrangendo cenários de vazamento do poço para águas subterrâneas e superficiais; liberação de gases inflamáveis do poço ou dutos; incêndios e inundações; vazamentos e derramamentos de produtos químicos, água de retorno ou água produzida; e vazamentos durante o transporte;
- Priorizar o uso de produtos químicos não perigosos na composição do fluido de fraturamento; evitar o uso de produtos químicos persistentes, bioacumuláveis e tóxicos, cancerígenos e mutagênicos; e
- Elaborar relação de produtos químicos aprovados para uso em fluidos de fraturamento ou, como no Reino Unido, definir uma metodologia que permita aos reguladores avaliar o potencial de risco dos produtos químicos utilizados, individualmente ou em conjunto;

Assim como no caso da atividade convencional, pode-se buscar a elaboração de Plano de Gestão de Acidentes, que deve incluir o detalhamento das medidas de reparação para o caso de falha do poço e abandono com segurança, a disponibilidade de material para a prevenção/contenção de derramamentos acidentais e a capacitação da força de trabalho para seu uso adequado. Deverão ser adotadas as melhores práticas da indústria para a gestão de risco relacionado à exploração, produção e transporte do hidrocarboneto produzido, assim como para a prevenção de vazamentos e derramamentos. O mesmo se aplica às obrigações após o abandono – restauração da área, no menor prazo possível, e elaboração de planos de emergência e de inspeções por tempo predefinido.

3.1.8. Impactos para a biodiversidade e conservação da natureza

Os efeitos sobre a biodiversidade, no que se refere à exploração e produção para não convencionais, não diferem significativamente daqueles esperados na condução da atividade para os convencionais: perda direta por remoção da vegetação ou fragmentação de hábitat, decorrente de construção e operação de bases para poços partilhados ou várias bases em uma dada área, instalação de infraestrutura de apoio, dutos, etc.; impactos indiretos (tais como, perturbação pelo ruído, iluminação, presença humana, exposição à poluição em função da contaminação do ar e da água, e a introdução de espécies invasoras).

A exploração e a produção de hidrocarbonetos não convencionais possuem como característica distintiva a utilização de múltiplos poços, de modo a garantir o máximo aproveitamento da área de interesse. A adoção de bases com poços partilhados contribui para uma redução significativa da área ocupada. Como observado nos itens anteriores, em geral, a utilização da técnica de compartilhamento de uma base por múltiplos poços permite uma ocupação de pequeno percentual do terreno em relação à área do reservatório de recursos não convencionais no subsolo, ou ainda um pouco mais quando se consideram os demais usos indiretos do espaço necessário à produção, tais como infraestrutura de armazenamento e gasodutos para o transporte.

Outros impactos à biodiversidade poderão advir de situações acidentais relacionadas a características específicas da atividade para os recursos não convencionais. Por exemplo, vazamentos em depósitos para o armazenamento da água de retorno podem impor impactos à biodiversidade. Nesse sentido, a regulação no Reino Unido proíbe a utilização de tanques abertos para o armazenamento da água de retorno.

Embora comuns a outras atividades, uma maior movimentação de veículos está associada com a produção de recursos petrolíferos não convencionais, em função da necessidade de transporte de insumos e equipamentos para o fraturamento (abastecimento de água, areia e demais componentes do fluido de fraturamento, e de transporte para o tratamento da água de retorno e da água produzida). A intensificação do trânsito de veículos pesados resulta em situações mais frequentes de poluição sonora e interferência na qualidade do ar.

Os impactos potenciais em relação à biodiversidade podem ser mitigados pela adoção de estratégias preventivas, que usualmente são adotadas como boas práticas também para a atividade convencional, quais sejam⁹⁴:

- Evitar, na escolha do local da instalação, rotas de acesso e escoamento da produção, a proximidade de áreas com valor para a conservação ou agricultura; avaliar a compatibilidade da atividade com o uso do solo atual e potencial futuro, sítios de conservação, uso humano, uso industrial, e zoneamento;
- Exigir como boa prática a otimização da ocupação do terreno, limitando o número de poços, observando a densidade e o espaçamento;
- Planejar a disposição dos sítios de produção, tendo em conta o relevo e a vegetação existente;

⁹⁴ Amec (2015)

- Efetuar levantamento prévio de ocorrência de espécies protegidas, residentes na área de instalação ou aquelas que fazem uso da área para agregação reprodutiva, rota migratória ou alimentação;
- Delimitar áreas para a operação e/ou restringir as operações em épocas específicas, para evitar impactos à biodiversidade (por exemplo, épocas de migração);
- Evitar a remoção de vegetação em áreas com importância para a conservação da biodiversidade, tais como as utilizadas para a nidificação de aves;
- Manter programa de monitoramento ao longo do ciclo de vida da instalação para identificar quaisquer efeitos sobre os receptores sensíveis; reavaliar anualmente a área do entorno da base operacional para determinar a sua utilização pela fauna;
- Estabelecer rotinas de controle da presença de fauna antes de cada nova fase do projeto (perfuração, fraturamento, teste de formação, testes de longa duração, desativação);
- Treinar o pessoal envolvido em procedimentos de proteção à biodiversidade local antes da construção e antes de cada fase do projeto;
- Definir zonas de amortecimento para as áreas nas quais obras e vias de acesso se encontrem próximas a habitats sensíveis;
- Revisar e implementar medidas para minimizar o uso da água;
- Revisar e implementar medidas para reduzir o trânsito de caminhões;
- Aplicar medidas específicas de projeto para limitar o ruído (por meio de diques e barreiras acústicas, queima fechada, orientação e controles sobre os horários das operações de equipamentos), bem como as medidas para minimizar os efeitos de iluminação (foco e orientação); e
- Estabelecer planejamento para o abandono da instalação, considerando a restauração do sítio de operações e da vegetação removida, assim como o monitoramento da evolução da recuperação dos habitats afetados.

No Reino Unido, está em andamento uma consulta pública, a partir de proposta do governo, definindo algumas categorias de áreas protegidas não passíveis de oferta para a exploração e produção de petróleo e gás natural, com a aplicação de fraturamento hidráulico⁹⁵.

3.1.9. Alterações da paisagem

A exploração e produção de recursos petrolíferos não convencionais também afeta a paisagem, da mesma forma que ocorre em qualquer atividade que envolva a construção de instalações em superfície.

⁹⁵ DECC, 2015. Surface Development Restrictions for Hydraulic Fracturing. Consultation on Proposed Restrictions on Surface Development through the Petroleum Exploration and Development Licence. "National Parks, the Broads and Areas of Outstanding Natural Beauty (AONBs) – representing landscapes with the highest level of protection from damaging development within the planning system; World Heritage sites - the highest international heritage designation; Source Protection Zones (SPZ) 1 - the areas close to a drinking water source where the risk associated with groundwater contamination is at its greatest; Sites of Special Scientific Interest (SSSIs); Natura 2000 sites; Ramsar sites". https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/473795/Consultation_Surface_Restrictions_-_04_11_2015_FINAL.pdf.

As atividades associadas à preparação da base e a construção de estradas de acesso têm impactos de curto e médio prazo sobre a paisagem. Outros impactos visuais, resultantes da presença das cabeças de poços e aqueles associados às operações de perfuração, perdurarão por cerca de três a cinco meses, para cada poço instalado - três meses para o poço vertical e mais dois meses para o horizontal. A sonda de perfuração, que pode ter entre 30 a 50 m de altura, pode resultar em efeitos visuais locais significativos.

Durante o desenvolvimento da produção, impactos visuais adicionais podem decorrer da expansão da área da base dos poços, com a instalação de tanques de armazenamento, além dos efeitos temporários associados à instalação de dutos de transporte. Dependendo da densidade das bases, o potencial de geração de efeitos visuais cumulativos será ampliado.

Algumas medidas de mitigação podem ser consideradas⁹⁶:

- A escolha do local deve ter em conta a perspectiva do impacto na paisagem, considerando a magnitude dos efeitos (duração prevista para a sua permanência no local) e o grau de sensibilidade da população afetada;
- Exigir o uso das melhores técnicas de construção, tais como minimizar a altura dos equipamentos de perfuração e definir a localização da base considerando as características da ocupação do solo no local e o valor cultural da paisagem;
- Utilizar o solo removido para a criação de “barreiras” visuais, assim como plantio de vegetação no entorno, contribuindo para a atenuação do impacto sobre a paisagem. A vegetação a ser plantada deve ser composta por espécies nativas e buscar reproduzir fisionomias existentes na região;
- Considerar a possibilidade de instalação das bases de forma progressiva para minimizar os impactos visuais cumulativos;
- Mitigar os efeitos da iluminação das bases, através da restrição do horário de trabalho e pelo arranjo da iluminação de emergência;
- Exigir como boa prática a otimização da ocupação do terreno, limitando o número de poços, densidade e o espaçamento;
- Considerar a compatibilidade entre os usos da terra, atual e futuro, conforme estabelecidos em proposta de zoneamento; e
- Evitar a instalação de bases em terras altas ou locais de valor para a agricultura ou conservação.

3.1.10. Impactos ao patrimônio cultural e comunidades locais

Durante a perfuração e fraturamento hidráulico há risco potencial de perda ou dano de elementos do patrimônio cultural. Tais impactos também se mostram presentes na atividade de óleo e gás como um todo e em outras tipologias relativas a essa indústria. Espera-se, contudo, que a investigação prévia do local de intervenção já tenha antecipado esses efeitos. O potencial para impactos dependerá da proximidade do local aos sítios arqueológicos e patrimônio cultural, e também da sua sensibilidade às atividades de E&P. Além disso, as intervenções tendem a gerar

⁹⁶ Amec (2015)

expectativas na população local que podem ser mais bem respondidas através da antecipação do diálogo.

Naturalmente, a escolha da área para o empreendimento deve evitar locais onde existam sítios de valor histórico ou cultural conhecidos. Outras medidas para evitar, mitigar ou compensar os impactos são⁹⁷:

- Proibir as operações em locais especificados, conforme a sua importância histórica e cultural, ou restringi-las a certas distâncias limite relativamente a esses locais;
- Planejar a instalação do empreendimento tendo em conta a localização dos bens do patrimônio cultural e paisagens históricas potencialmente vulneráveis e que poderiam ser afetados pela construção e por demais atividades operacionais;
- Antes de quaisquer interferências no local, um estudo com base nas informações disponíveis e um reconhecimento de campo devem ser realizados para determinar o valor histórico, arqueológico e cultural dos sítios e eventual necessidade de uma avaliação mais detalhada, por meio de escavações localizadas ou levantamentos geofísicos mais específicos;
- Planejar o monitoramento cuidadoso durante a remoção da camada superficial do solo e, quando pertinente, realizar escavação para identificar características ou objetos inesperados. Isso poderá envolver o mapeamento e registro das feições e vestígios observados e a realização de investigação mais aprofundada;
- Sempre que forem identificados impactos da atividade em relação aos sítios em questão, o planejamento deve ser modificado para minimizá-los, e se a manutenção do sítio não for possível, deve-se considerar a sua remoção para local adequado ou ainda ampliar a pesquisa arqueológica para o registro dos objetos encontrados;
- Identificar as vias de acesso adequadas contribui para minimizar os efeitos negativos potenciais sobre sítios históricos, arqueológicos ou culturais, causados pela poluição e vibração associada a movimentos de veículos pesados. A proteção do sítio arqueológico pode ser necessária para reduzir potenciais impactos visuais sobre bens do patrimônio cultural;
- Realizar pesquisas de campo e bibliográfica sobre os bens culturais tombados, valorados e registrados. Deve-se compor um relatório com a localização e delimitação georreferenciada dos bens culturais materiais e imateriais acautelados, com informações também sobre as comunidades e grupos sociais que se relacionam e conferem sentido social a este patrimônio material e imaterial. A avaliação das ameaças ou impactos sobre o patrimônio material e imaterial acautelado deverá ser acompanhada de proposição de medidas para a preservação e salvaguarda desse patrimônio;
- Em função das conhecidas expectativas – em geral negativas - das comunidades locais em relação a este gênero de intervenção, há uma demanda crescente por informar as comunidades locais de forma antecipada a cada fase de exploração e produção. No caso de povos indígenas e quilombolas, caso sejam esperados impactos diretos sobre suas comunidades, poderá ser requerida consulta prévia; e

⁹⁷ Amec (2015)

- Da mesma forma como para a proteção da biodiversidade, ocupação do terreno e redução do impacto sobre a paisagem, deve-se exigir a otimização da instalação do ponto de vista socioeconômico e cultural, ou seja, reduzindo o número de poços, a sua densidade e o espaçamento entre as instalações, buscando diminuir os impactos negativos sobre as comunidades locais.

3.2. Temas críticos

3.2.1. Integridade do poço

A falha na integridade de poços, sejam esses convencionais ou destinados à exploração e produção de recursos não convencionais, pode causar impactos às águas subterrâneas, quando ocorre, por exemplo, migração de fluidos entre formações rochosas com hidrocarbonetos e aquíferos de água doce.

A realização do projeto e execução da perfuração, do fraturamento hidráulico e da reinjeção de efluentes, sem que se observem as melhores práticas, a regulação existente e as medidas de mitigação que constam das análises de riscos se configuram como fatores causais para os principais impactos potenciais da atividade.

Davies *et al.* (2014)⁹⁸ compilaram 25 estudos sobre a integridade de poços de produção de petróleo e gás em escala mundial. Problemas de integridade foram observados em percentuais variando de 1,9% a 75% dos poços, dependendo do estudo considerado. Três estudos que se referem a jazidas não convencionais de gás de folhelho na Formação Marcellus (EUA) indicaram falhas na integridade em 3,4%, 6,2% e 2,6%, respectivamente, dos totais de poços. Nestes, constatou-se que em 0,17% dos casos houve problemas de descontrole do poço (*blowout*) e migração de gás e em 2,41% houve falhas de revestimento ou cimentação. Ainda, de acordo com os autores, o conjunto de dados mais recente para o Folhelho Marcellus indica percentuais de poços com problemas de integridade bastante inferiores àqueles observados em outras regiões dos Estados Unidos e em escala internacional, tanto em terra quanto no mar.

Thorogood & Younger (2015), em artigo subsequente⁹⁹, comentaram a pesquisa de Davies *et al.* (2014), apontando o fato de que “a integridade de poço é produto da regulação local, tecnologia e cultura operacional vigente, além de que esses três elementos são altamente variáveis entre países e também ao longo do tempo, o que invalidaria qualquer tentativa de extrapolação de falhas para o cenário atual do Reino Unido”.

Os estudos levados a termo pelos grupos do projeto CTMA – MA-09 apontaram as seguintes medidas de mitigação relacionadas à integridade de poços:

⁹⁸ Davies, R.J., Almond, S., Ward, R.S., Jackson, R.B., Adams, C., Worrall, F., Herringshaw, L.G., Gluyas, J.G., Whitehead, M.A., 2014. Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. *Marine and Petroleum Geology*, V. 56, pp: 239–254

⁹⁹ Thorogood, J. L., & Younger, P. L., 2015. Discussion of "Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation" by R. J. Davies, S. Almond, R.S., Ward, R.B. Jackson, C. Adams, F. Worrall, L.G. Herringshaw, J.G. Gluyas and M.A. Whitehead. (*Marine and Petroleum Geology* 2014). *Marine and Petroleum Geology*, 59. pp. 671-673. (doi:10.1016/j.marpetgeo.2014.07.011) <http://eprints.gla.ac.uk/96049/>

- Execução do projeto de fraturamento hidráulico com dados geomecânicos precisos, acurados, bem documentados no sentido de demonstrar que não haverá migração de fluidos através de falhas/fraturas existentes, incluindo o levantamento dos gradientes de pressão das camadas de rochas adjacentes ao local do fraturamento e a caracterização das tensões locais;
- Demonstrar, por meio de simulação numérica, que o crescimento da fratura hidráulica não irá atingir formações que devem ser preservadas (por exemplo, os aquíferos) e confirmar esse isolamento após a execução da operação. Caso o modelo matemático seja confirmado após a execução da operação, pode-se utilizá-lo para o desenvolvimento do campo, possibilitando até dispensar ou reduzir a utilização de microssísmica;
- Realizar mapeamento de falhas/fraturas preexistentes, bem como das camadas geológicas que atuem como barreiras, em etapa preliminar do projeto do poço, no sentido de manter o isolamento do intervalo a ser fraturado, seja pela constatação das barreiras, seja pelo isolamento da tubulação, no sentido de confinar a fratura à camada de interesse;
- Realizar projeto e execução das etapas de cimentação do poço, garantindo o correto posicionamento das sapatas, além de cimentação de qualidade efetiva, com pastas especiais e com todos os acessórios de cimentação necessários, no sentido de evitar a constituição de canais que permitam o fluxo de gás ou outros contaminantes entre os anulares ou entre formações rochosas. Desse modo, o risco do aparecimento de “microanulares” (pequenas falhas de espessura milimétrica entre o cimento e o revestimento que permitem a migração de gás) pode ser minimizado; e
- Realizar a avaliação da qualidade da cimentação para garantir o adequado isolamento das formações rochosas a serem fraturadas.

Nessa mesma linha, a elaboração de um projeto de poço detalhado, aderente às normas técnicas¹⁰⁰, às boas práticas e às regulações existentes, deve contemplar alguns aspectos fundamentais:

- Elaboração de análise de riscos detalhada e particularizada às operações em tela;
- O assentamento das sapatas deve ser definido em cotas que minimizem o risco de contaminação de aquíferos;
- Os revestimentos devem ser projetados para pressões máximas e os fatores de segurança devem ser aplicados conforme definidos nas normas técnicas;
- A cimentação, cuja função é tanto de isolamento quanto estrutural, deve ser executada e testada conforme as melhores práticas;
- Monitorar a integridade do poço (revestimento, cimentação, equipamentos de produção) durante a vida útil e após o abandono; e
- Elaborar e executar planos de contingência (Plano de Emergência Individual – PEI, previsto na Resolução Conama nº 398, de 2003¹⁰¹) para o caso dos riscos identificados se transformarem em eventos reais.

¹⁰⁰ Principais normas técnicas relacionadas ao tema integridade de poços: API guidance document HF1, Hydraulic Fracturing Operations—Well Construction and Integrity Guidelines; API guidance document HF2, Water Management Associated with Hydraulic Fracturing; API guidance document HF3, Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing; API standard 65 - Part 2, Isolating Potential Flow Zones During Well Construction; API Recommended Practice 51R, item 6.2.3, page 16; ISO 16530-2 Well Integrity for the operational phase – publicada em 15/08/2014; API TR 10TR1, Cement Sheath Evaluation; API RP 90, Annular Casing Pressure Management.

A execução das etapas de construção e de operação deve atender fielmente aos requisitos de projeto. Assim, a realização do teste de estanqueidade (teste para determinar a resistência da rocha - ou pressão de fratura - antes da descida de novo revestimento no poço) é imprescindível. Outra medida mitigatória relevante é o monitoramento e o registro contínuo da pressão do anular em todas as etapas do poço, principalmente durante o fraturamento. Conforme regulação existente no Colorado, EUA, se a pressão do anular variar acima de 200 psi, durante operações de fraturamento, o operador deve informar o fato ao regulador. O aumento da pressão no anular indica que está havendo alguma comunicação, tornando possível que o fluido tenha ultrapassado as formações alvo, ou seja, o aumento de pressão pode indicar que houve extrapolação dos limites projetados para a injeção de fluido de fraturamento. Esse procedimento é identificado localmente como *Bradenhead Test*¹⁰².

Conforme já mencionado, as exigências das fases de projeto e execução do poço, no sentido de garantir sua integridade, são medidas fundamentais para mitigar os riscos das operações de fraturamento hidráulico e produção em reservatórios não convencionais. Entretanto, os artigos e normas técnicas vão além. A partir da publicação da especificação técnica ISO/TS 16530-2 (*Well integrity - Part 2: Well integrity for the operational phase*), em 15/08/2014, é possível identificar uma abordagem integrada da gestão da integridade do poço, semelhante àquela requerida por meio da Resolução ANP nº 21, de 2014. A ISO/TS exige a realização de análise de riscos, identificação de barreiras de contenção ao fluxo indesejado de fluidos no poço e nas formações rochosas adjacentes e identificação dos elementos críticos das barreiras. Além disso, determina que o operador defina o padrão de desempenho dos componentes do poço (índices aceitáveis de vazamentos de cada componente, por exemplo) e os limites de operação de equipamentos. O monitoramento da pressão do anular e a gestão das falhas de integridade do poço (por meio da realização de testes de pressão, acústicos, perfis de cimentação, etc.) também são requisitos da norma. Dessa forma, torna-se possível constatar a existência de parâmetros técnicos capazes de orientar os responsáveis pela execução dos poços exploratórios e explotatórios a agirem preventivamente, mitigando os riscos relacionados à integridade de poços.

White *et al.* (2014)¹⁰³ informam que nos Estados Unidos é comum a utilização de duas camadas de revestimento (*casing*), dependendo das características das formações, tais como pressão de poros, pressão de sobrecarga e gradiente de fraturas (Figura 4).

¹⁰¹ “Dispõe sobre o conteúdo mínimo do Plano de Emergência Individual para incidentes de poluição por óleo em águas sob jurisdição nacional, originados em portos organizados, instalações portuárias, terminais, dutos, sondas terrestres, plataformas e suas instalações de apoio, refinarias, estaleiros, marinas, clubes náuticos e instalações similares, e orienta a sua elaboração”.

¹⁰² Rule 341. Monitoramento “*bradenhead*” durante as operações de estimulação - Durante as operações de estimulação, a pressão anular “*bradenhead*” deverá ser monitorada continuamente e registrada para todos os poços que estiverem sendo estimulados. Caso o poço a ser estimulado disponha de revestimento intermediário (*intermediate casing*), a pressão anular entre os revestimentos intermediário e de produção devem também ser monitorada e registrada.

https://cogcc.state.co.us/Announcements/Hot_Topics/Hydraulic_Fracturing/COGCC%20Hydraulic%20Fracturing%20Rules.htm

¹⁰³ Edward White, E., Fell, M., Smith, L., 2014. Shale gas and fracking. House of Commons Library. Briefing Paper Number SN06073.

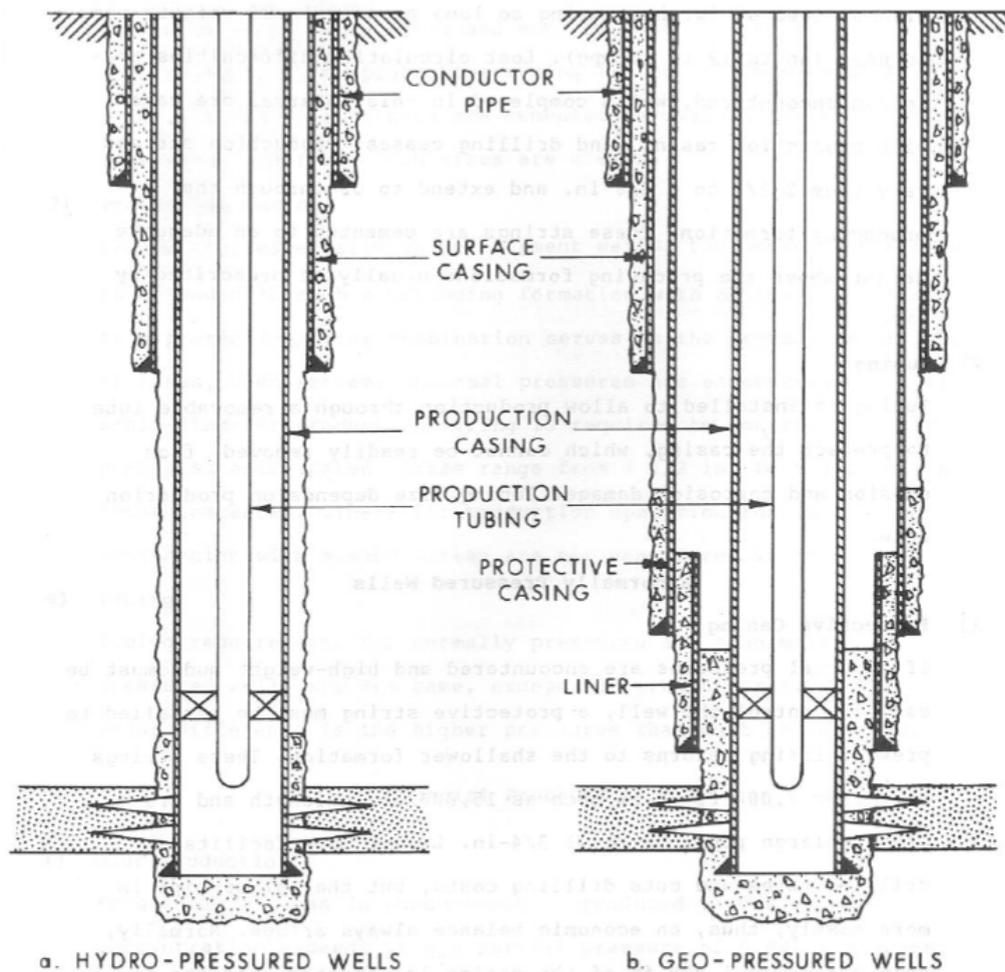


Figura 4: Dois exemplos de construção de poços. (Fonte: UNGI UGTEPIII - Eustes Drilling and Completions, Colorado School of Mines - CSM, 2015.)

Quando o revestimento intermediário não é instalado, a prática de cimentar o revestimento de produção até a superfície deve ser considerada. Quando isso não ocorre, o cimento deve se estender, no mínimo, até acima de quaisquer zonas de contato com a água ou formações produtoras de hidrocarbonetos. Em alguns estados americanos, como Pensilvânia e Texas, há exigência para cimentar o revestimento até, aproximadamente, 25 metros abaixo dos aquíferos. O revestimento de produção deve ser cimentado até no mínimo 150 metros acima da formação onde o fraturamento hidráulico será realizado. No Reino Unido¹⁰⁴, a prática padrão é a utilização de três camadas de revestimento com, pelo menos, dois deles (revestimentos intermediário e de produção) passando através e isolando quaisquer zonas de água doce. Os autores sugerem que a melhor prática seria a adoção de cimentação, ao longo de todo o percurso até a superfície, dependendo das condições da geologia e hidrogeologia locais.

Requisitos mínimos para revestimento e cimentação devem ser considerados. Por exemplo, o revestimento de superfície deve estender-se, no mínimo, 30 metros abaixo do aquífero de água doce mais profundo encontrado durante a perfuração do poço ou conhecido no local; e o

¹⁰⁴ Amec (2015).

revestimento de superfície deve ser cimentado antes de se avançar com a perfuração abaixo de aquíferos com água doce.

No Colorado, a legislação exige a colocação de uma coluna de cimento contínua estendendo-se entre, no mínimo, 50 pés abaixo de aquíferos de água doce até, no mínimo, 50 pés acima do topo do aquífero em questão.

No que tange à integridade de poços, é possível afirmar que a regulação dos países pesquisados e a brasileira (Resolução ANP nº 21, de 2014) guardam similaridade. São demandados estudos, prévios e detalhados, sobre a hidrogeologia local, contemplando o alcance projetado das fraturas, além da exigência de qualidade no projeto e na execução dos poços, com estrita aderência às normas técnicas mais atuais. A Resolução ANP determina a simulação de fraturas, análises de riscos das operações, plano de resposta a emergências e implementação de um sistema de gestão de segurança adequado à atividade.

A literatura recomenda a aplicação de instrumento legal de avaliação de risco local, que considere se as regulamentações para segurança dos projetos atendem aos requisitos necessários e se medidas adicionais são necessárias.

Em termos de monitoramento, os poços devem ser verificados a cada 2-3 meses após o abandono para medição de pressão e da migração de gás. Solos próximos aos poços, onde ocorreu fraturamento, devem ser monitorados a cada 5 anos para verificar se as emissões estão acima do nível histórico local, por exemplo em decorrência de exsudações naturais¹⁰⁵. Os resultados desse monitoramento deverão contribuir para a determinação do prazo máximo de acompanhamento.

Para poços abandonados permanentemente, deve-se exigir a avaliação dos riscos e o tamponamento do poço (por exemplo, tampão com 30m de cimento a cada 760m e pelo menos 30m de cimento na superfície com 30m de cimento na seção horizontal; tampão de pelo menos 30m acima e 15m abaixo de cada estrato de injeção de fluido); e garantia de que não serão formados micro canais (*micro annulus*) nos tampões temporários¹⁰⁶. O monitoramento deverá permitir a detecção de vazamentos de poços e tubulações devido à pressão, assim como na água subterrânea, de modo a permitir a detecção de grandes vazamentos. Nesses cenários, uma maior efetividade pode ser alcançada por meio de sensores nas proximidades do poço, associados a dispositivos de monitoramento químico e toxicológico.

Além disso, medidas de monitoramento, com periodicidade definida, devem estar relacionadas a um plano de emergência e a métodos de remediação visando à execução de respostas rápidas.

A noção de que poços abandonados tendem a vazar pressupõe a existência de uma cabeça de poço (para água ou gás) exposta à pressão. As probabilidades de vazamento são pequenas no caso de reservatórios convencionais. Embora alguns deles tenham cabeças de poço capazes de suportar a sobrecarga hidrostática na fase de exploração, para poços em pós-produção tais pressões são geralmente esgotadas (poços depletados). Esse não é o caso para reservatórios não convencionais; as cabeças de poço nunca ficam expostas à pressão de bolha (devido à forte

¹⁰⁵ Davies *et al.* (2014)

¹⁰⁶ “plug with 30m of cement every 760m and at least 30m cement at the surface with 30m cement in the horizontal section; plug at least 30m above and 15m below each fluid bearing stratum; ensure a micro annulus is not formed at temporary plugs”. (Amec, 2015)

ligação do gás ou óleo à formação), até que o nível da água no poço seja reduzido drasticamente durante a produção¹⁰⁷.

3.2.2. Fluido de fraturamento

O fluido utilizado para gerar e manter as fraturas na rocha geradora é composto por água, areia e substâncias químicas. Na exploração dos hidrocarbonetos não convencionais há previsão de uso de diferentes tipos de fluidos que apresentam composição e função específica. Segundo a *United States Environmental Protection Agency - EPA* são várias as composições de fluidos de fraturamento, pois sua composição é definida em função das propriedades e características da rocha e do projeto. Entre suas funções, pode-se citar:

- Transporte efetivo de propante (cuja velocidade é influenciada pela viscosidade, consistência, tamanho e forma dos particulados ao longo da fratura);
- Transmissão da energia hidráulica para a propagação da fratura.

Os compostos formulados variam tanto em suas concentrações quanto em suas funções, o que pode resultar em produtos tóxicos, tanto no local de apoio destinado à pré-operação, como nas operações da atividade que, em contato com o meio ambiente natural, incluindo a disposição final dos efluentes (líquido, sólido e gases), podem ocasionar impactos socioambientais. Este tipo de problema não é específico para os não convencionais e já está contemplado na legislação atual.

No *website* www.FracFocus.org¹⁰⁸ consta a afirmação de que, embora existam de dezenas a centenas de produtos químicos empregáveis como aditivos, apenas um número reduzido é usado rotineiramente na atividade. É ressaltado também que, em função da existência de vários nomes comerciais para o mesmo produto, a identificação correta pode ser um problema, prejudicando a determinação da composição do fluido de fraturamento. O mesmo *website* lista uma infinidade de substâncias utilizadas, como ácidos, biocidas, derivados do petróleo e mesmo substâncias usadas na indústria alimentícia, como a goma guar.

O Comitê de Energia e Comércio da Câmara dos Deputados dos Estados Unidos, em documento intitulado *Chemicals Used in Hydraulic Fracturing*, relata o aumento da preocupação com os impactos no meio ambiente e na saúde pública, ocasionado pelo aumento do uso do fraturamento hidráulico. Uma das preocupações citadas é a quantidade de produtos químicos presentes nos fluidos de fraturamento hidráulico que podem causar danos à saúde humana e ao meio ambiente, principalmente no caso de contaminação de reservatórios de água potável. Esse problema é agravado pelo fato de várias empresas se oporem a divulgar publicamente os produtos químicos utilizados.

¹⁰⁷ "The notion that abandoned wells are likely to leak pre-supposes the existence of a driving head (for water or gas). The chances of this are slim enough in the case of conventional reservoirs, though at least some of them had pre-exploitation heads in excess of hydrostatic. (Post-exploitation, of course, such pressures have usually been depleted). In the case of unconventional reservoirs, it is emphatically not the case that they ever have driving heads – the gas / oil is so tightly bound that they never exceed bubble pressure until the water level in the well is lowered drastically during production". Thorogood & Younger (2015)

¹⁰⁸ O website www.FracFocus.org foi criado para fornecer informações para a sociedade sobre os produtos químicos utilizados no fraturamento hidráulico nos Estados Unidos.

Por solicitação do Comitê, as 14 principais empresas do setor divulgaram os tipos de produtos usados no fraturamento hidráulico entre 2005 e 2009, assim como a composição química e volumes desses produtos. Em números, nesses cinco anos, as empresas utilizaram mais de 2.500 produtos de fraturamento, contendo 750 substâncias e outros componentes. No total, foram utilizados 780 milhões de galões (2.952.619 m³) de produtos de fraturamento, sem incluir a água adicionada.

As substâncias mais usadas nesse período foram:

- Metanol, composto orgânico volátil utilizado em 342 produtos, considerado um poluente atmosférico;
- Álcool isopropílico, utilizado em 274 produtos, é depressor do sistema nervoso central;
- 2-butoxietanol, usado em 126 produtos como agente espumante ou surfactante, contaminante de alta mobilidade e persistente em águas subterrâneas. Segundo pesquisadores da *United States Environmental Protection Agency*, a substância é de fácil absorção em seres humanos por inalação, ingestão ou exposição dérmica, podendo causar hemólise e danos ao baço, fígado e medula óssea. Nesse período de cinco anos, foram injetados 21,9 milhões de galões; e
- Etilenoglicol, que é usado em 119 produtos, sendo considerado um agente tóxico de absorção por vias gastrointestinal e respiratória.

Além das substâncias mencionadas acima, foi constatada a presença de componentes BTEX (benzeno, tolueno, xileno e etilbenzeno) em 60 produtos, cabendo ressaltar que o benzeno é um reconhecido agente carcinogênico. Nesses cinco anos, foram injetados 11,4 milhões de galões (43.154 m³) de produtos que continham pelo menos um componente BTEX.

Durante esse período, as empresas utilizaram 650 produtos que continham 29 substâncias: (i) reconhecidas ou possíveis agentes carcinogênicos para humanos, (ii) reguladas pela Lei Federal de Proteção à Água Potável dos Estados Unidos pelos seus riscos à saúde humana, ou (iii) listadas como poluentes atmosféricos sob a Lei Federal de Ar Limpo dos Estados Unidos.

Em relação à categorização acima, foi observado pelo Comitê que, durante o período avaliado, as empresas utilizaram 13 substâncias com potencial carcinogênico encontradas em 95 produtos. Foram utilizados 67 produtos (total de 11,7 milhões de galões, ou 44.289 m³) que continham alguma das 53 substâncias reguladas pela Lei de Proteção à Água Potável estadunidense por poderem afetar a saúde humana e por estarem presentes em sistemas públicos de distribuição de água potável em níveis preocupantes.

Da listagem de poluentes atmosféricos, foi averiguada a presença de 24 substâncias em 595 produtos, sendo que o Comitê destacou as seguintes substâncias: ácido fluorídrico, chumbo, metanol, formaldeído, ácido clorídrico e etilenoglicol.

O Comitê ressalta que, em muitos casos, as empresas não foram capazes de fornecer a composição química completa dos fluidos de fraturamento que usavam. No período, foram utilizados 93,6 milhões de galões (354.314 m³) de 279 produtos que continham ao menos uma substância química ou componente que os fabricantes consideraram de caráter proprietário ou segredo comercial. O desconhecimento dos exatos componentes dos produtos utilizados no fraturamento hidráulico limita o entendimento dos potenciais riscos ao meio ambiente e à saúde humana.

O relatório elaborado pela Amec (2015) confirma o uso de 750 produtos químicos, entre 2005 e 2009, no fraturamento hidráulico nos Estados Unidos. O relatório acrescenta que, tipicamente, um fluido de fraturamento inclui:

- Água: cerca de 98-99% do volume total;
- Propante: cerca de 1-1,9% do volume total, usualmente areia ou partículas cerâmicas;
- Redutor de fricção: cerca de 0,025% do volume total, usualmente poliacrilamida;
- Bactericida: cerca de 0,005% a 0,05%, usualmente glutaraldeído, amina quaternária ou tetraquis (hidroximetil) fosfônio sulfato - THPS (*glutaraldehyde, quaternary amine or tetrakis hydroxymethyl phosphonium sulphate*);
- Surfactantes: 0,05-0,2%;
- Químicos para gelificação (espessantes): usualmente goma guar ou polímeros de celulose;
- Inibidores de incrustação (*scale*): ésteres de fosfato ou fosfonatos;
- Ácido hidroclorídrico pode ser usado em alguns casos para redução da pressão inicial de fratura; e
- Inibidor de corrosão, utilizado entre 0,2% e 0,5% do volume de ácido e somente se algum ácido for empregado.

No Reino Unido, a empresa Cuadrilla Bowland Ltd. liberou detalhes da composição do fluido de fraturamento usado na atividade em Preese Hall, Lancashire. Os dados mostram que, ao longo de seis episódios de fraturamento, foram utilizados os seguintes volumes de substâncias químicas:

- 8.399 m³ de água doce (fornecidos pela empresa local de suprimento de água);
- 462 toneladas de areia;
- 3,7 m³ de redutor de atrito (emulsão de poliacrilamida em óleo); e
- 4,252 gramas de traçador químico (água e sódio salino).

Como já mencionado, além de água e diferentes substâncias químicas, também faz parte do fluido o propante, que tem a função de preencher parcialmente as fraturas criadas no processo e mantê-las abertas, possibilitando a saída do gás. A composição do propante depende de condições específicas da área, incluindo a geologia subjacente. Os principais materiais empregados como propante são areias naturais, areias tratadas com resina e elementos cerâmicos, não tendo sido encontrados relatos de impactos relacionados ao seu uso.

Os desafios para o gerenciamento estão no controle das formulações previstas para os fluidos de fraturamento, em função da variedade dos componentes químicos, e no controle do descarte dos efluentes, em função dos riscos para o meio ambiente e para saúde humana. Deve-se considerar também os impactos sinérgicos, cumulativos e antagônicos.

O grupo de trabalho estabelecido pela Agência de Saúde Pública da Inglaterra¹⁰⁹, ao fazer uma revisão sobre os riscos potenciais à saúde pública, considerou que os riscos da exposição às emissões de fluidos associadas à extração de hidrocarbonetos não convencionais são baixos nas operações desenvolvidas adequadamente, com regulação definida, e que as contaminações de águas subterrâneas estão mais provavelmente relacionadas a vazamentos oriundos da perfuração, sendo improváveis no processo de fraturamento hidráulico propriamente dito. Contudo, observa que derrames superficiais de fluidos de fraturamento e de águas residuais do

¹⁰⁹ Kibble *et al.* (2014)

processo podem afetar as águas subterrâneas com potencial impacto à saúde, além de ressaltar que os problemas relatados são tipicamente resultantes de falhas operacionais e de um ambiente regulatório deficiente.

Com isso, considera essencial, além do gerenciamento da operação pela própria empresa, uma apropriada regulação de todos os aspectos, incluindo aqueles referentes à perfuração exploratória, ao uso e armazenamento de fluidos de fraturamento e às operações de descomissionamento. Kibble *et al.* (2014) ressaltam entre suas recomendações a importância da divulgação pública dos produtos químicos utilizados no fluido de fraturamento e que os potenciais riscos à saúde e ao ambiente a eles relacionados devem ser prévia e adequadamente avaliados, já que estes dependem da rota de exposição, das quantidades totais e concentrações e da eventual destinação final de cada produto químico.

No Brasil, não existe sistema de categorização dos produtos químicos quanto ao risco ambiental e para a saúde humana, no âmbito de uma política de segurança química, quanto à utilização industrial de produtos perigosos. Não há, tampouco, até o momento, regulamentação específica sobre a matéria. O Ibama, em sua Instrução Normativa nº 06, de 06 de julho de 2001, observando a Lei Federal nº 9.966, de 2000, divulgou lista de substâncias nocivas ou perigosas classificadas por categorias, de acordo com o risco produzido quando descarregadas na água. No entanto, além dessa classificação ser específica para a aplicação da referida Lei, os produtos previstos nos fluidos de fraturamento hidráulico não constam, na sua maioria, na citada listagem.

Na Europa, o Parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia publicaram o Regulamento (CE) nº 1.907, de 2006, relativo ao registro, avaliação, autorização e restrição de substâncias químicas (REACH), criando ainda a Agência Europeia das Substâncias Químicas. Tal regulamento destina-se a eliminar diferenças de avaliação entre os produtos químicos novos e já existentes e considera os potenciais efeitos da exposição a produtos químicos sobre a saúde humana e o meio ambiente¹¹⁰.

Ainda na Europa, existem alguns modelos de avaliação de segurança química, como por exemplo o modelo CHARM (*Chemical Hazard Assessment and Risk Management*), utilizado para classificar produtos usados em ambiente marinho através de um “Quociente de Perigo”, e a ferramenta TRA-ECETOC (Avaliação de Riscos Específicos do Centro Europeu de Ecotoxicologia e de Toxicologia das Substâncias Químicas). Há recomendação para que os operadores divulguem a composição química precisa dos fluidos de fraturamento, superando o que é requerido no âmbito da REACH. O Registro estabelece a obrigatoriedade de divulgação da composição de químicos registrados, mas somente para a *European Chemicals Agency (ECHA)*, que deve manter certos aspectos confidenciais da composição química¹¹¹.

No Reino Unido, o regulador ambiental (a *Environment Agency*, na Inglaterra, a *Scottish Environmental Protection Agency*, na Escócia, o *Natural Resources Wales*, no País de Gales, e a *Northern Ireland Environment Agency*, na Irlanda) irá verificar se a substância proposta para uso na estimulação de poços é um poluente perigoso ou não, utilizando a metodologia que segue os

¹¹⁰ Oil & Gas UK (2009)

¹¹¹ Recommendation 2014/70/EU sobre princípios mínimos para a exploração e produção de hidrocarbonetos, tais como gás de folhelho, utilizando fraturamento hidráulico intensivo.

requerimentos da diretriz relativa a águas subterrâneas¹¹², como parte do processo de licenciamento ambiental.

Entende-se que o estágio inicial para uma avaliação consistente dos fluidos previstos nas atividades de exploração de hidrocarbonetos não convencionais deverá ter como base um sistema que permita a avaliação prévia dos produtos químicos utilizáveis. Tal avaliação prévia deve ser considerada como precaução necessária devido ao número elevado de substâncias que podem impactar seres humanos e o ambiente através dos múltiplos usos dos corpos hídricos e dos solos.

O Brasil já dispõe de normativas que estabelecem padrões visando tanto à prevenção quanto ao controle da poluição em águas subterrâneas, águas superficiais e solos. A avaliação prévia dos produtos a serem utilizados nessas atividades deve ser consistente o suficiente para assegurar que, mesmo em casos de vazamentos acidentais, os padrões por elas estabelecidos sejam atendidos. A Resolução Conama nº 396, de 3 de abril de 2008, dispõe sobre a classificação e diretrizes ambientais para o enquadramento, prevenção e controle da poluição das águas subterrâneas (art. 1º). Assim, é essencial a avaliação de seus ciclos de vida e a categorização dos produtos químicos quanto ao risco ambiental e para saúde humana, de modo a prevenir a alteração de qualidade das águas subterrâneas.

Somente será admitida a injeção direta nos aquíferos contendo águas subterrâneas, enquadrados na classe 5, e quando confinados e com sólidos totais dissolvidos superiores a 15 mil mg/l, conforme os arts. 26 e 32 da citada Resolução Conama. A injeção dependerá de controle dos órgãos competentes, com base em estudos hidrogeológicos apresentados pelo interessado, e ocorrerá desde que se demonstre, por meio de monitoramento, que a injeção não provoca alteração da condição de qualidade em relação ao enquadramento das águas subterrâneas adjacentes, sobrejacentes e subjacentes.

A Resolução Conama nº 420, de 28 de dezembro de 2009, dispõe sobre critérios e valores orientadores de qualidade do solo quanto à presença de substâncias químicas e estabelece diretrizes para o gerenciamento ambiental de áreas contaminadas por essas substâncias em decorrência de atividades antrópicas.

O art. 14 trata da prevenção e controle da qualidade do solo, por meio do qual se estabelece que os empreendimentos que desenvolvam atividades com potencial de contaminação dos solos e águas subterrâneas deverão, a critério do órgão ambiental competente, “implantar programa de monitoramento de qualidade do solo e das águas subterrâneas na área do empreendimento e, quando necessário, na sua área de influência direta e nas águas superficiais”, e “apresentar relatório técnico conclusivo sobre a qualidade do solo e das águas subterrâneas, a cada solicitação de renovação de licença e previamente ao encerramento das atividades”.

O art. 15 determina que as concentrações de substâncias químicas no solo resultantes da aplicação ou disposição de resíduos e efluentes, observada a legislação em vigor, não podem ultrapassar os respectivos valores de prevenção.

A Resolução Conama nº 357, de 17 de março de 2005, dispõe sobre a classificação dos corpos d’água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem como estabelece as condições e

¹¹² Groundwater Daughter Directive, www.wfduk.org/legislative-background-and-classification-results.

padrões de lançamento de efluentes, e dá outras providências. No art. 7º, consta que: “Os padrões de qualidade das águas determinados nesta Resolução estabelecem limites individuais para cada substância em cada classe”. O parágrafo único do referido artigo estabelece que “Eventuais interações entre substâncias, especificadas ou não nesta Resolução, não poderão conferir às águas características capazes de causar efeitos letais ou alteração de comportamento, reprodução ou fisiologia da vida, bem como de restringir os usos preponderantes previstos”.

A Resolução Conama nº 430, de 13 de maio de 2011, dispõe sobre as condições e padrões de lançamento de efluentes, complementa e altera a Resolução nº 357, de 2005. Destaca-se no art. 5º o texto “Os efluentes não poderão conferir ao corpo receptor características de qualidade em desacordo com as metas obrigatórias progressivas, intermediárias e final, do seu enquadramento” e no art. 16, “Os efluentes de qualquer fonte poluidora somente poderão ser lançados diretamente no corpo receptor desde que obedeçam as condições e padrões previstos neste artigo, resguardadas outras exigências cabíveis”.

Apesar de o fluido de fraturamento ser considerado, na literatura estudada, como um dos elementos com maior potencial poluidor da atividade de exploração de hidrocarbonetos não convencionais, sua composição química é geralmente considerada pelos empreendedores como de sigilo comercial, cuja transparência poderia afetar o negócio. Assim, os estudos apenas indicam o risco isolado de contaminação das substâncias químicas. No Canadá, devido à pressão exercida por movimentos sociais, as províncias de Alberta e da Columbia Britânica estabeleceram a obrigatoriedade do empreendedor divulgar as substâncias químicas e seus teores máximos que compõem o fluido de fraturamento no website fracfocus.ca (*Council of Canadian Academies*, 2014), embora exceções sejam concedidas a substâncias consideradas como segredo comercial. Ainda assim, servidores públicos e médicos podem acessar informações confidenciais, quando necessário ao exercício de suas funções.

A Recomendação adotada pela Comissão Europeia (*The European Commission adopted Recommendation 2014/70/EU*) determina a publicação da composição química exata do fluido de fraturamento¹¹³. Amec (2015) sugere a divulgação ao público de informações detalhadas acerca do fluido (composição, nome do produto, propósito e volume a ser usado), assim como da água de retorno ou qualquer outro resíduo produzido.

A Resolução ANP nº 21, de 2014, que estabelece os “requisitos a serem cumpridos pelos detentores de direitos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural que executarão a técnica de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional”, também, exige a divulgação, pelo operador, dos produtos químicos componentes do fluido de fraturamento, da seguinte forma:

“Art. 6º O Operador deverá também publicar em seu sítio eletrônico:

II - Relação de produtos químicos, com potencial impacto à saúde humana e ao ambiente utilizados no processo, transportados e armazenados, contemplando suas quantidades e composições.”

¹¹³ A Recomendação estabelece que os operadores devem divulgar a composição química precisa dos fluidos de fraturamento. A esse respeito, conforme comentado acima, a Recomendação excede o que é requerido pela regulação da REACH, que organiza o processo de registro de químicos, seu mercado e forma de controle.

3.2.3. Operação de fraturamento hidráulico

A operação de fraturamento hidráulico, basicamente a injeção do fluido a alta pressão no interior da formação rochosa, causa a ocorrência de microssismos, pequenos movimentos de terra que ocorrem na proximidade de uma fratura hidráulica devido à pressurização da própria fratura. Essas alterações no estado de tensões da formação rochosa podem induzir um processo de cisalhamento na rocha, emitindo ondas mecânicas que podem ser detectadas por receptores que sejam dispostos de forma matricial em poços adjacentes ou em geofones na superfície do terreno. A análise dessas informações permite melhor compreensão do resultado da operação de fraturamento hidráulico e aprimoramento da modelagem do comportamento geomecânico da jazida.

3.2.3.1. Mapeamento microssísmico

Os dados de levantamento por microssísmica¹¹⁴, juntamente com outros métodos como a modelagem geomecânica e os modelos de fluxo de fluido, podem fornecer melhor compreensão das alterações de tensões nas formações rochosas em subsuperfície, no sentido de identificar qualquer potencial de sismicidade induzida.

A forma da onda de dados sísmicos é gravada e processada para identificar o local da fonte de energia sísmica. Ao agrupar as localizações de todos os eventos torna-se possível a produção de um mapa que descreve as fraturas devidas ao fraturamento hidráulico. Assim, o mapeamento microssísmico permite verificar o crescimento da fratura, sua direção, altura e comprimento ao longo do poço. O tempo de registro necessário para aquisição dos dados brutos de microssísmica na superfície é de aproximadamente cinco minutos, contados do início da pressurização. Isso possibilita interromper a aplicação de fluido pressurizado, caso a execução da operação não atenda aos parâmetros de projeto.

A técnica consiste em perfurar um poço de observação (*monitor well*), ou utilizar poço existente próximo do poço onde será realizado o fraturamento. A distância entre os poços é estabelecida em função das características físicas das rochas locais (geometria, composição litológica, estratificação, etc.) e os dados coletados no poço de observação (amplitude do sinal ao longo do tempo) são utilizados para demonstrar o alcance das fraturas durante a pressurização. Com o processamento desses dados é possível elaborar um mapa demonstrando os resultados da operação em termos de localização dos sismos relativos às fraturas obtidas na operação de fraturamento hidráulico (Figura 5).

¹¹⁴ Arranjos de geofones superficiais e em poços para captação de microssismos naturais ou devidos à injeção de fluido.

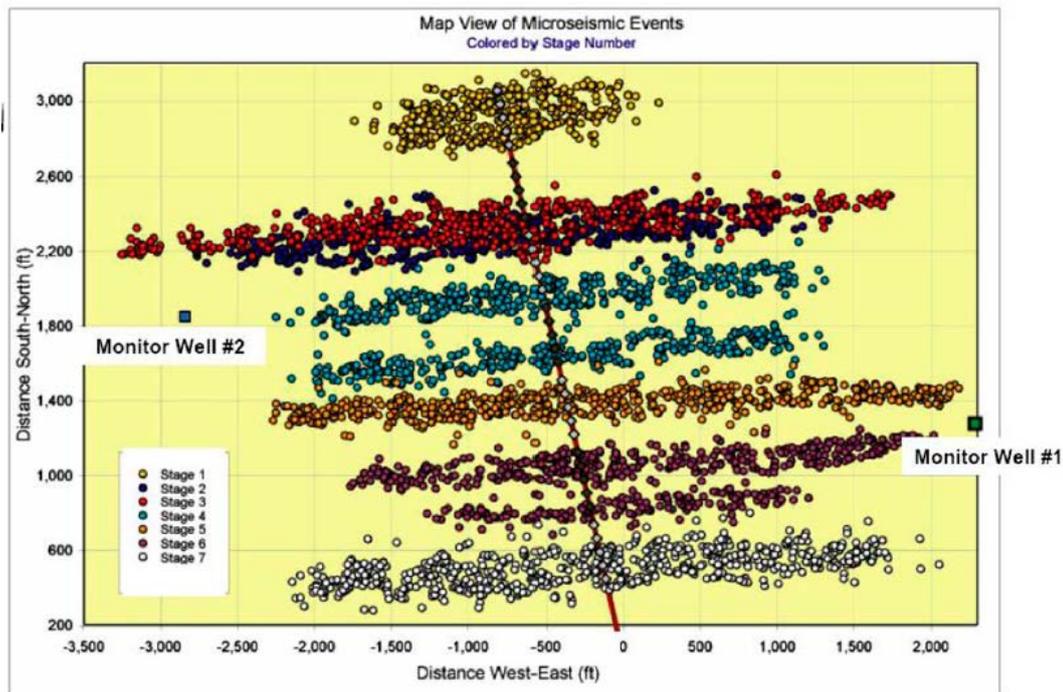


Figura 5: Localização dos sismos resultantes do monitoramento microsísmico. (Fonte: UNGI UGTEPIII - Eustes Drilling and Completions, Colorado School of Mines - CSM, 2015.)

A aplicação desta técnica é mais relevante no início do desenvolvimento do campo, quando os parâmetros de fraturamento são refinados e as observações sobre características geológicas locais podem ser aprimoradas, otimizando a locação dos poços e ajustando os parâmetros utilizados para o fraturamento. Assim, durante a construção dos primeiros poços, o conhecimento da dinâmica das fraturas obtidas no processo permite a redução de riscos e custos nas fases subsequentes do projeto.

De acordo com o artigo *Hydraulic Fracturing 101*, a acurácia do mapeamento microsísmico é ampliada pela utilização de instrumentos no fundo do poço, dedicados à aquisição de dados acústicos, associados a geofones dispostos na superfície do terreno de forma matricial. O resultado do monitoramento na região do Folhelho Marcellus (Pensilvânia) demonstrou que o crescimento das fraturas pode ser limitado por barreiras naturais (tese que reforça a necessidade do conhecimento geológico da região onde as atividades serão conduzidas) e que eventuais vazamentos (ou perdas) de fluido de fraturamento podem ser absorvidos pelas formações que estão sendo fraturadas.

Finalmente, existe a tendência das fraturas se estenderem no sentido horizontal com maior facilidade do que na vertical em poços rasos (menores que 600 metros de profundidade), sendo este “limite natural de tensões induzidas” na direção vertical um dos itens de verificação do mapeamento sísmico, em adição à identificação de barreiras geológicas naturais e ao monitoramento de perda de fluido de fraturamento¹¹⁵.

¹¹⁵ Unconventional Gas Technology Engagement Program International Training - Unconventional Natural Gas and Oil Institute, Colorado School of Mines, July 7-12, 2014

Deve-se considerar, também, as questões do custo envolvido no procedimento. A obrigatoriedade do emprego da metodologia, de forma generalizada, pode inviabilizar projetos de exploração de recursos não convencionais. O monitoramento microsísmico do fraturamento hidráulico é uma importante ferramenta de avaliação, mas não deve ser considerado como um procedimento rotineiro e, sim, empregado sempre que tecnicamente recomendado¹¹⁶.

De acordo com a prática nos Estados Unidos, a microsísmica pode ser, usualmente, descontinuada após o primeiro ou segundo poço em uma dada área ou mesmo não ser utilizada, quando o fraturamento hidráulico vem sendo conduzido em uma região, de forma rotineira e sem acidentes. A análise geológica é considerada como o melhor método para a redução de riscos. Quando se observam riscos tais como falhas importantes, carsters (*karsts*)¹¹⁷ ou outros riscos geológicos (*geohazards*), é recomendável a inspeção da área por intermédio de sísmica 2D ou 3D. A despeito do nível de detalhe disponível a partir de estudos prévios, a broca de perfuração se configura como a melhor ferramenta de investigação¹¹⁸.

3.2.4. Tratamento da água de retorno (*flowback water*)

Na atividade de exploração de recursos petrolíferos não convencionais, são gerados efluentes líquidos advindos do processo de perfuração, do retorno do fluido de fraturamento e mesmo de águas subterrâneas, usualmente salobras.

Na composição da água de retorno geralmente encontram-se particulados (>5µm), sólidos em suspensão (< 5µm, coloide), óleo livre, orgânicos voláteis, orgânicos dissolvidos (ácidos orgânicos), ânions e cátions dissolvidos (Ca, Mg, Ba, Sr, Fe, SO₄), sílica e bactérias.

A água que retorna durante a fase de fraturamento e operação do poço, uma vez em contato com corpos hídricos ou com o solo, possui o potencial de causar alterações nas características físico-químicas e em parâmetros orgânicos e inorgânicos. Além disso, o fluxo de retorno pode conter materiais radioativos de ocorrência natural (NORM, na sigla em inglês), o que pode causar a classificação da água de retorno como resíduo radioativo.

A substituição dos diques de contenção, como reservatório da água de retorno, por instalações com “circuito fechado”, composto por tubulações e contêineres para a coleta de efluentes do processo, minimiza a possibilidade de vazamentos e contaminação de águas superficiais.

A legislação do Colorado, no entanto, permite o armazenamento da água produzida e água de retorno em diques abertos. Em áreas sensíveis pode ser exigida a instalação de sistema de detecção de vazamentos ou medidas equivalentes de proteção do solo e águas subterrâneas, considerando a geologia de superfície e subsuperfície; o uso, a qualidade da água subterrânea potencialmente afetada e sua profundidade; a distância a reservatórios e poços de água superficiais; a condutividade hidráulica do solo adjacente; assim como as características da água produzida e o tipo de revestimento utilizado nos tanques.

¹¹⁶ Rosolen (com. pess.)

¹¹⁷ Áreas onde a paisagem rochosa apresenta um aspecto ruíniforme e esburcado e a drenagem é predominantemente subterrânea, com os cursos d'água percorrendo fendas, condutos e cavernas....O carste se desenvolve predominantemente em rochas carbonáticas. http://www.see.ufop.br/?page_id=1317.

¹¹⁸ King (2012)

Até certo limite, o fluxo de retorno pode ser reutilizado em novas operações de fraturamento. O fluido remanescente não aproveitável deve ser descartado em estações de tratamento de efluentes, que possuam a capacidade de neutralizá-lo. Na área da Formação Marcellus, na Pensilvânia, durante o ano de 2011, a indústria fez o reuso ou reciclagem de aproximadamente 71,6% da água de retorno e da água produzida. Apenas uma pequena parte (6,8%) não foi reaproveitada, sendo destinada a plantas de tratamento industrial ou de águas salobras¹¹⁹.

A taxa de reciclagem de água nos Estados Unidos varia entre 10% e 77% (AEA, 2012). A legislação do Texas¹²⁰ permite a reciclagem da água de retorno e da água produzida, mediante autorização prévia.

A proposta de legislação de Maryland¹²¹ prevê que a água de retorno e a água produzida devem ser recicladas na medida do possível. A não ser que o concessionário demonstre a sua impraticabilidade, o índice de reciclagem não deverá ser inferior a 90% e necessariamente na locação de origem. A água de retorno e a água produzida devem ser armazenadas em sistemas de tanques ou contêineres fechados, também no sítio de origem.

No caso da área de exploração temporária de gás de folhelho em Lancashire, Inglaterra, o operador (Cuadrilla) indicou que o reuso da água de retorno irá reduzir as necessidades de água em aproximadamente 20%.

Outro procedimento de destinação da água de retorno é a injeção do efluente em poços de descarte depletados. Todavia, complementarmente, há indicação de que a injeção contínua de efluentes líquidos em poços de descarte pode propiciar sismos induzidos.

De acordo com o relatório da Amec (2015), embora seja prática comum na América do Norte e na Europa, a reinjeção, tanto do fluido não mais utilizável, quanto da água produzida, não é permitida no Reino Unido.

Deve-se avaliar se os rejeitos da atividade se enquadram dentro das especificações brasileiras para resíduos líquidos ou sólidos, pois a Lei nº 12.305, de 2010, relativa à Política Nacional de Resíduos Sólidos, veda a disposição de resíduos sólidos em corpos hídricos, embora abra exceção para o caso dos rejeitos de mineração, que são dispostos em barragens.

Com relação à gestão de águas residuais, a aplicação de política de “descarga zero” para águas não tratadas e a adoção de tecnologias de tratamento adequadas poderiam impedir a contaminação das águas de superfície.

Atualmente são utilizados dois tipos de tratamento de águas residuais: térmico de evaporação/destilação e tratamento de salmoura através de cal e Na₂SO₄ (sulfato de sódio).

¹¹⁹ Maloney, K.O., Yoxtheimer, D.A., 2012. Production and Disposal of Waste Materials from Gas and Oil Extraction from the Marcellus Shale Play in Pennsylvania. *Environmental Practice* 14 (4)
http://www.researchgate.net/publication/235899198_RESEARCH_ARTICLE_Production_and_Disposal_of_Waste_Materials_from_Gas_and_Oil_Extraction_from_the_Marcellus_Shale_Play_in_Pennsylvania

¹²⁰ <http://www.rrc.texas.gov/legal/rules/current-rules/>

¹²¹

<http://www.mde.state.md.us/programs/Land/RecyclingandOperationsprogram/SpecialProjects/Documents/Oil%20and%20gas%20reg%20proposal%20-%20MD%20Register%20notice%201-9-15.pdf>

As seguintes opções são consideradas como alternativas adequadas para o tratamento da água de retorno¹²²:

- Considerar opções para o tratamento da água de retorno no local da instalação, para que o líquido possa ser reutilizado no processo de fraturamento hidráulico, por exemplo, através de separação para remover a areia, óleo e gás, além da desinfecção por radiação ultravioleta (UV). A areia separada, a partir do tratamento da água, pode ser removida do local e reciclada em agregados;
- Garantir que a água de retorno e a água produzida, contendo NORM, serão tratadas por meio de abordagem que garanta a proteção ao meio ambiente, e não será levada a estações sem capacidade para processamento de resíduos radioativos. Opções poderiam incluir o pré-tratamento com ácido-base alcalina para precipitar o NORM para posterior descarte ou ainda o tratamento em um local licenciado para aceitar resíduos radioativos;
- Considerar o uso de destilação ou osmose reversa ou evaporação e cristalização para reduzir os níveis de sólidos totais dissolvidos (TDS) em águas residuais, visto que estações de tratamento podem não ser capazes de remover essas substâncias. TDS em níveis elevados podem afetar o funcionamento da estação e, potencialmente, contaminar a água encaminhada para tratamento;
- Uma vez que a água de retorno ou a água produzida podem ser enquadradas como águas residuais, torna-se pertinente identificar operadores de estação de tratamento capazes de aceitar os resíduos, tendo em conta sua capacidade de carga e tratamento, além da viabilidade de cumprir os seus próprios limites de descarga;
- Exigir, se necessário, a disponibilização de instalação dedicada de tratamento de águas residuais; e
- Exigir do operador a responsabilidade de adotar medidas de controle e mitigação de possíveis impactos causados no momento de transporte, até a sua destinação final.

¹²² Amec (2015)

4. MEDIDAS DE MITIGAÇÃO E REGULAÇÃO

Nos itens a seguir buscou-se fazer considerações sobre segurança operacional e preservação ambiental em futuras normas regulatórias, além de uma síntese das propostas de mitigação a partir das recomendações da literatura internacional e, em especial, das medidas já consignadas na Resolução ANP nº 21, de 2014.

4.1. Restrições locais para a instalação de equipamento de fraturamento, perfuração de poços e armazenamento de água e fluido residuais

As referências disponíveis sugerem distâncias mínimas variando de 200 a 1.000 metros entre as locações e poços de água ou corpos d'água de superfície. A Resolução ANP nº 21, de 2014, prevê distância mínima de 200 m em relação a poços de água¹²³.

Alternativamente, como medida de mitigação adotada no Colorado, impõe-se a implementação de contenção adicional para instalações a menos de 800 metros de pontos de captação de água.

Estima-se que, em distâncias entre 500 e 1.000 metros a partir de uma base de poço, dependendo da fase da operação, do relevo e presença de vegetação, o ruído ambiental possa atingir entre 76 e 44 dB, respectivamente. Com base na sensibilidade dos receptores do entorno, poderão ser exigidos limites mais estritos quanto à locação ou instalação de barreiras, ou outras medidas de mitigação.

Recomenda-se, por exemplo, implementar estratégias de redução de ruído tais como o uso, sempre que possível, de motores elétricos e a instalação de barreiras de som.

Deve-se evitar o desenvolvimento de atividades em locações sensíveis, tais como áreas de preservação ambiental ou onde atividades de agricultura sejam inconciliáveis com a exploração e produção de recursos petrolíferos.

A definição de “zonas de amortecimento”, ou de segurança, em relação a pontos de captação de água e zonas residenciais, entre outras, pode ser necessária para evitar ou minimizar riscos de poluição, além de favorecer a adoção de limiares mínimos em nível nacional e assegurar a coerência na sua aplicação em todo o País. As medidas de precaução sugeridas poderão ser reavaliadas ao longo do processo, porém, na fase inicial de exploração e produção contribuem para garantir a proteção de receptores sensíveis. São exemplos, as distâncias mínimas propostas em relação a pontos de captação de água, áreas residenciais e ambientes sensíveis, assim como a limitação da densidade de poços, além da garantia da existência de múltiplas barreiras geológicas entre a formação de interesse e os aquíferos. As distâncias de segurança podem depender da hidrogeologia local. Entretanto, é improvável que um valor único possa ser efetivo, em termos de segurança, em sistemas altamente permeáveis e baixa porosidade, mas pode vir a ser desnecessariamente restritivo em locações com baixa permeabilidade¹²⁴. Alternativamente, esses números podem vir a ser estabelecidos caso a caso, em função das condições reais observadas na

¹²³ “Fica vedado o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional em poços cuja distância seja inferior a 200 metros de poços de água utilizados para fins de abastecimento doméstico, público ou industrial, irrigação, dessedentação de animais, dentre outros usos humanos” (Resolução ANP nº 21, de 2014).

¹²⁴ Younger (2016)

locação. Por exemplo, nos casos de áreas onde já ocorre produção de óleo e gás a partir de reservatórios convencionais, nas quais, possivelmente, eventuais distâncias de segurança deverão vir a ser relativizadas, de modo a garantir a coexistência das atividades convencionais e não convencionais.

4.2. Definição de critérios para a instalação de bases de perfuração

As bases de perfuração devem prever a instalação de poços multidirecionais no sentido de reduzir impactos à superfície do terreno. Tais bases devem ser construídas a partir de material agregado compactado, utilizando uma membrana impermeável de material geossintético nas áreas destinadas a estocagem de fluido. O escoamento da água de superfície deve ser atenuado e direcionado para canaletas perimetrais. Não deve haver conectividade entre as valas de escoamento do poço e quaisquer outros condutos da água de superfície adjacentes. Instalações de armazenamento no local também devem ser represadas, se for o caso. No Reino Unido, é prática estabelecida a utilização de contêineres com duplo revestimento para o armazenamento de qualquer fluido mantido na locação de perfuração (combustível, lubrificante, fluido de fraturamento, etc.)¹²⁵.

Avaliar a necessidade da definição de afastamento mínimo entre poços, conforme condições de hidrogeologia e geomecânica, em cada caso específico.

4.3. Definição de distância de segurança entre a base de aquíferos e a rocha a ser fraturada

A distância segura entre a base do aquífero e a rocha a ser fraturada deve ser determinada por um plano de fraturamento hidráulico submetido pelo operador ao órgão regulador, incluindo:

- Comprovação de barreira(s) suficiente(s) entre a formação alvo e a base do aquífero portador de água doce;
- Distância vertical mínima entre o local das fraturas hidráulicas e estratos contendo aquíferos;
- Detalhe da relação entre a zona de interesse e quaisquer aquíferos sobrepostos ou adjacentes, métodos de construção do poço, testes de integridade do poço, onde se espera que o fluido de estimulação percole;
- Detalhes relativos aos líquidos que serão injetados, ao uso de água e à eliminação de efluentes;
- Desenvolvimento de um modelo conceitual da zona a ser fraturada antes do início dos trabalhos abrangendo geologia, águas subterrâneas, microssismicidade e posterior atualização do modelo, à medida que novas informações se tornem disponíveis;
- Monitoramento do crescimento das fraturas (por monitoramento da pressão de injeção de fluido ou microssísmica, por exemplo);
- Especificação de substâncias e produtos químicos a serem utilizados em fluidos de fraturamento;

¹²⁵ *Idem*

- Medidas a serem adotadas para garantir a integridade do poço, incluindo testes de integridade nas fases essenciais do poço, antes, durante e após o fraturamento hidráulico;
- Monitoramento da qualidade e quantidade da água, antes, durante e depois da produção de recursos não convencionais; e
- Compromisso contínuo para a avaliação dos resultados do monitoramento e de atualização das informações no plano de fraturamento, quando aplicável.

A avaliação da extensão das fraturas em tempo quase real permite que a atividade possa se dar sem a definição prévia de distâncias mínimas entre a área de interesse e a base dos aquíferos. Dessa forma, o acompanhamento da atividade e sua eventual interrupção em casos de desvios em relação ao plano original de fraturamento hidráulico substituiria limitações prescritivas, não necessariamente adequadas para todos os cenários encontrados.

Não obstante, sugere-se buscar garantir que 99% de todas as fraturas não excedam 350 metros de extensão e 100% não superem 600 metros¹²⁶.

4.4. Definição de critérios de armazenamento, tratamento e destinação de água e fluidos residuais

Uma medida mitigadora a ser adotada seria a substituição da solução de diques de contenção, como reservatório da água de retorno, por instalações tipo “circuito fechado”, composto por tubulações e contêineres para a coleta de efluentes do processo, minimizando a possibilidade de vazamentos e contaminação de águas superficiais. Tal medida depende, no entanto, da análise de sua viabilidade econômica.

Caso sejam adotados reservatórios a céu aberto, a proteção do solo deverá ser garantida pela adoção de revestimentos impermeáveis, exigindo-se a instalação de alarmes de nível, de modo a impedir vazamentos ou derramamento dos efluentes sobre o solo e a possível migração para corpos hídricos.

A área da base de produção dos hidrocarbonetos não convencionais deve ainda contar com capacidade de armazenamento de forma a represar as águas de um evento de chuva de no mínimo 24 horas de duração (*zero discharge well pad*), para que não haja transbordamento e carreamento de contaminantes para os cursos de água próximos. Tal medida é desnecessária no caso de utilização de tanques de armazenamento fechados.

Deverão ser estabelecidos procedimentos para reuso e correta disposição dos fluidos gerados, o que poderá incluir a hipótese de reinjeção em reservatórios dedicados ou o transporte e tratamento adequado em instalações predefinidas.

4.5. Definição de procedimentos para o armazenamento, tratamento e destinação de materiais radioativos naturais (NORM)

O operador deve se certificar que a água de retorno e a água produzida contendo NORM sejam tratadas utilizando abordagem que assegure proteção ambiental e não sejam descartadas em plantas de tratamento de águas residuais incapazes de processar resíduos radioativos.

¹²⁶ Davies *et al.* (2012)

Exigir pré-tratamento com ácido-base para precipitar o material radioativo e eliminar ou tratar águas residuais em local licenciado para receber os resíduos radioativos. Alternativamente pode-se adotar os parâmetros e limites para enquadramento, de acordo com as normas da Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN.

4.6. Definição das variáveis ambientais e geológicas a serem consideradas no levantamento prévio à atividade (*baseline*) e extensão da área a ser pesquisada

Providenciar um banco de dados georreferenciado da zona de interesse antes do início da perfuração e fraturamento e atualização subsequente do modelo à medida que novos dados se tornem disponíveis.

O registro de condições de base ambientais, obtidas como parte de avaliações ambientais já existentes ou estudos de impacto ambientais (EIA) favorece a aferição do impacto da atividade. Pode-se incluir nessa caracterização inicial a qualidade do ar; das águas de superfície e subterrâneas; pontos de captação de água; qualidade do solo, disponibilidade de recursos hídricos (atuais e previstos); ruído, biodiversidade, inclusive espécies ou habitats protegidos; microsismicidade, incluindo o modelo conceitual de condições geológicas; presença de infiltrações de metano; uso do solo; poços subterrâneos existentes, tráfego (especialmente de veículos pesados)¹²⁷.

4.7. Definição das variáveis ambientais, frequência e extensão da área alvo durante a vida útil do poço

O programa de monitoramento deve avaliar a evolução da condição dos seguintes compartimentos e variáveis: qualidade do ar; água superficial; água subterrânea; pontos de captação de água potável; solo; disponibilidade de recursos hídricos; tráfego; ruído; volumes e origem da água consumida; volumes e composição de produtos químicos e propante; fontes e uso de energia; emissão de gases de efeito estufa; volume e tratamento da lama de perfuração; taxa de recuperação da água de retorno; volume e soluções de tratamento para a água produzida; biodiversidade/ecologia/espécies invasoras; sismicidade induzida pelo fraturamento; presença de infiltrações de metano; registro de volumes, natureza, localização e procedimentos de limpeza de eventuais derramamentos.

Aplicar medidas adicionais de monitoramento em áreas onde há histórico de perfuração de poços, no sentido de avaliar integridade dos poços. Exigir o acompanhamento de corpos d'água de superfície (reservatórios naturais ou artificiais, lagos e lagoas) e poços de água existentes dentro do raio de 1.000 metros da cabeça do poço horizontal; evitar interferência entre trajetória dos poços para fraturamento hidráulico e dos poços antigos¹²⁸.

¹²⁷ Amec (2015)

¹²⁸ Resolução ANP nº 21, de 2014

O monitoramento pode ser contínuo ou periódico, conforme adequado e necessário para os diferentes parâmetros. Exigir programa de monitoramento e geração de relatórios para avaliação do desempenho¹²⁹.

¹²⁹ Amec (2015)

4.8. Fraturamento hidráulico

Deve ser realizada modelagem hidrogeológica conceitual como subsídio à identificação de eventuais rotas de fuga do gás; devem ser adotadas medidas para garantir a integridade do poço, inclusive com a previsão da verificação independente do projeto; sempre que possível, empregar produtos químicos não perigosos em fluidos de fraturamento. Os produtos químicos a serem adotados devem ser previamente aprovados para uso nesses fluidos. Deve-se, ainda, definir uma metodologia que permita aos reguladores avaliar o risco potencial de quaisquer produtos químicos utilizados.

4.9. Definição de critérios para aprovação e divulgação de componentes dos fluidos de fraturamento

Descrever as substâncias e produtos químicos que se pretende utilizar durante o fraturamento hidráulico em reservatório não convencional, destacando se são inertes ou perigosos, relatando seu potencial de reagir quando em contato com águas subterrâneas, rochas, vegetais e seres humanos e as medidas de controle aplicáveis¹³⁰. A composição das misturas também deve ser declarada a fim de se ter mais subsídios no que tange à avaliação dos fluidos de fraturamento.

4.10. Definição de metodologia para o acompanhamento da propagação de fraturas em tempo real

A modelagem geomecânica poderá subsidiar a elaboração do programa de fraturamento, com base nas melhores informações, de modo a prevenir a extensão do crescimento das fraturas e a reativação de falhas preexistentes. A modelagem prévia e o acompanhamento em tempo real visam a assegurar que as fraturas não se estendam além das formações produtoras e não resultem em eventos sísmicos significativos.

O acompanhamento microsísmico em tempo real, ou o uso de método equivalente, permite avaliar a cinética de crescimento das fraturas. A obtenção de dados brutos, ao longo do fraturamento, permite a tomada de decisão pela interrupção das operações, caso os parâmetros de execução não estejam de acordo com aqueles definidos no projeto. O acompanhamento é importante principalmente em projetos piloto de produção, onde não se têm maiores informações sobre o comportamento da rocha a ser fraturada. O uso da microsísmica pode ser realizado em conjunto com outros métodos, tais como monitoramento de pressões, emprego de inclinômetros, traçadores, perfis de temperatura, modelos geológicos, entre outros.

4.11. Definição de metodologia para o acompanhamento de sismicidade induzida em tempo real

Considerar a implementação de sistema de alerta (com base em monitoramento sísmico de superfície), de modo a viabilizar a suspensão das operações, caso os eventos de sismicidade induzida excedam um limiar preestabelecido, a exemplo da determinação constante na legislação do Reino Unido, conhecida como "*Traffic Light System*". No contexto do "semáforo": "verde" corresponde

¹³⁰ Resolução ANP nº 21, de 2014

à magnitude de 0 ML, o que possibilitaria que a injeção de fluido continuasse como o planejado. "Amarelo" corresponde à magnitude entre 0 e 0,5 ML, implicando que a injeção deveria continuar com cautela, possivelmente com taxas reduzidas e que o monitoramento fosse intensificado. "Vermelho" é definido como uma magnitude de 0,5 ML ou superior, na qual a injeção seria interrompida e a pressão do fluido no poço imediatamente reduzida.

O monitoramento da sismicidade induzida e natural deve ser feito antes, durante e após o fraturamento hidráulico.

A metodologia, no entanto, vem sendo questionada, sob a alegação de que a magnitude local (ML) seria insuficiente para caracterizar a real intensidade do abalo. Um evento com um ML de 0,5, em uma profundidade de algumas centenas de metros, teria efeito diverso de um mesmo evento em uma profundidade de 2,5 km (típica profundidade de fraturamento esperada no Reino Unido). Assim a paralisação da atividade para um evento de 0,5 ML corresponderia a uma regra quarenta mil vezes mais restritiva do que a exigida para explosões em pedreiras no próprio Reino Unido. A lógica para a regulação do desenvolvimento da atividade não convencional implicaria na especificação de um "nível máximo de vibração permissível", a ser medido na localização ou feição sensível mais próxima da operação de fraturamento, o que já é feito rotineiramente para o controle de explosões em mineração em superfície. O ponto chave estaria na consideração da vibração no receptor em questão e não a magnitude absoluta do evento sísmico, independente da sua profundidade¹³¹.

Como alternativa, sugere-se a instalação de uma estação sismológica na locação ou em suas proximidades, para a obtenção de dados durante toda a atividade exploratória, especialmente durante as atividades de fraturamento programadas. A análise dos dados obtidos pela estação seria suficiente para programar as demais atividades na área em questão¹³².

Deve-se, ainda, identificar receptores potenciais aos efeitos sísmicos em um raio de, por exemplo, 5 km a partir do poço, incluindo poços de água, infraestrutura, edifícios e indústria, evitando áreas de elevado risco sísmico.

4.12. Definição de critérios para completção de poços visando à redução de emissões

Recomenda-se a adoção da metodologia similar à proposta pela *Environment Protection Agency - EPA* a respeito da completção de poços, a qual se traduz no estabelecimento de prazos, para que os operadores se adaptem à operação com redução da emissão de Compostos Orgânicos Voláteis – COV.

A Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos propôs a adoção da completção verde em duas etapas, no sentido de permitir um período de adaptação aos operadores, incentivando o atendimento aos aspectos regulatórios.

Na primeira fase (até 1º de janeiro de 2015), a indústria deveria reduzir as emissões de Compostos Orgânicos Voláteis – COV, por meio da queima com emprego de dispositivo de

¹³¹ Westaway & Younger (2014)

¹³² Rosolen (com. pess.)

combustão ou por captura do gás usando dispositivo de completção verde, a não ser que a combustão seja um risco para a segurança ou proibida por regulamentos locais. Um dispositivo de combustão queima o gás que, de outra forma, escaparia durante o período de completção.

Desde 1º de janeiro de 2015, os operadores devem capturar o gás e torná-lo disponível para uso ou venda, por meio da utilização da completção verde. As estimativas da EPA sobre o método dão conta que sua utilização entre três e dez dias de recuperação da água de retorno reduz as emissões de COV em cerca de 95% em cada poço.

Existem exceções, como, por exemplo, a não exigência da completção verde para poços exploratórios ou aqueles usados para definir as fronteiras de um reservatório de gás natural, porque tais operações não têm por objetivo disponibilizar gás para o mercado. De modo análogo, o mesmo vale para poços fraturados com baixa pressão de reservatório, onde o gás natural não pode ser encaminhado para a linha de recolhimento.

4.13. Definição de critérios para a queima de gás (*flaring*)

O estudo da Amec (2015) não identificou nenhuma norma, na regulação europeia e em especial no Reino Unido, que abordasse especificamente ventilação e queima no contexto de projetos de hidrocarbonetos.

Em alguns países há diferenciação normativa entre queima e ventilação. Como parte do processo de autorização, no Reino Unido, o operador deve demonstrar que a queima ou a ventilação serão reduzidas a volumes mínimos, técnica e economicamente justificáveis. A autorização para ventilação somente é concedida, quando a queima não for tecnicamente viável. Na Dinamarca, a proibição de ventilação não está definida na legislação, mas é aplicada na prática. A queima só é aceita de forma limitada, por exemplo, por razões de segurança.

No Brasil, a Resolução ANP nº 249, de 2000, estabeleceu limites para queima e ventilação. Na Resolução ANP há hipóteses de dispensa para autorização de queima, tais como aquelas relacionadas a testes de poços e questões de segurança, dentre outras. O Ibama vem impondo, também, restrições para a queima de gás quando do licenciamento ambiental de instalações de produção offshore. O órgão federal tem incluído entre as “condições específicas” para a licença de operação, determinação de interrupção da produção, caso não haja condições para a reinjeção do excesso de gás produzido, a partir de um determinado prazo (variável caso a caso) após o início da produção.

4.14. Emissões de carbono

Definir um plano de redução de emissões com a adoção de técnica de completção verde ou similar; implementar sistemas de queima do gás na fase de exploração, prévia à conexão à rede de transporte de gás.

4.15. Definição de critérios para o abandono e posterior monitoramento de poços

A Resolução ANP nº 21, de 2014 estabelece exigências relativas ao abandono de poços em reservatórios não convencionais. “As especificações do projeto de poço e do Fraturamento

Hidráulico em Reservatório Não Convencional devem identificar os riscos relacionados, visando à garantia da integridade durante todo o Ciclo de Vida do Poço, inclusive após o seu abandono” (art. 10) e “O projeto de poço deverá prever abandono que respeite o critério de duas Barreiras de Segurança permanentes, independentes e solidárias, capazes de isolar as formações porosas das formações portadoras de hidrocarbonetos e da superfície” (art. 11, X, § 2º).

O programa de monitoramento pós-abandono deve permitir avaliar a evolução da condição dos seguintes compartimentos e variáveis: ar; águas superficiais; águas subterrâneas; pontos de captação de água potável; condições do solo; biodiversidade/ecologia/espécies invasoras; ocorrências de infiltração de metano; uso da terra, infraestrutura, edificações; existência de poços e estruturas subterrâneas.

Poços com abandono temporário podem ser verificados periodicamente após o abandono para medição de pressão e da migração de gás, enquanto o poço estiver nessa condição (abandono temporário). Solos próximos aos poços com fraturamento podem ser monitorados a cada cinco anos para verificar se as emissões estão acima dos valores registrados no local previamente às operações de fraturamento hidráulico. Os resultados desse monitoramento devem ser considerados no estabelecimento do prazo máximo de acompanhamento.

4.16. Definição de metodologia para análises de risco da atividade

Em se tratando do gerenciamento da atividade de fraturamento hidráulico, a adoção da relação entre consequência versus probabilidade para cenários de riscos relevantes, a partir da consulta a especialistas no assunto, pode oferecer resultados satisfatórios buscando avaliar a tolerabilidade dos riscos e subsidiar sua gestão. No projeto de fraturamento deve existir uma etapa exclusivamente dedicada à análise de riscos. A avaliação independente do projeto deve fornecer uma manifestação objetiva a respeito da qualidade da análise de riscos.

Os principais cenários de riscos a serem contemplados nessas análises estão relacionados aos tópicos do item 3 deste relatório: uso e ocupação do solo, expansão de fraturas e sismicidade, contaminação das águas superficiais e subterrâneas, alterações da qualidade do ar, emissões de gases de efeito estufa, saúde humana, biodiversidade e conservação da natureza, alterações da paisagem, patrimônio cultural e, em especial, aos temas críticos: integridade do poço (incluindo a etapa pós-abandono), transporte e armazenamento de insumos e efluentes.

No Brasil, devido à ausência de histórico de análises de risco elaboradas exclusivamente com vistas à atividade de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional, sugere-se gerar e manter um banco de dados das análises realizadas. A gestão dos dados ficaria a cargo da ANP, que já realiza atividade semelhante para poços convencionais. Entende-se que esse banco de dados deve ser gerado e mantido pelos órgãos oficiais. Desse modo, com o incremento do número de poços perfurados e fraturados, será possível avaliar, inclusive geograficamente, a eficácia das metodologias de análise de riscos, os cenários e as medidas mitigatórias empregadas, no sentido de aprimorar a gestão da atividade.

5. ESTUDOS DE ÂMBITO REGIONAL OU NACIONAL

Sugere-se a elaboração de estudos de âmbito regional, por iniciativa governamental, visando à identificação de lacunas do conhecimento, relativas ao mapeamento geológico e de aquíferos, à modelagem hidrogeológica e hidrogeoquímica e à sismicidade natural, assim como sobre a normatização de produtos químicos a serem empregados nos fluidos de fraturamento.

A base de conhecimento construída a partir dos estudos regionais propostos será importante para planejamento da atividade, em especial quando validada e ampliada pelos resultados obtidos nas operações em curso. Trata-se, portanto, de uma base dinâmica que permitirá o aprimoramento da atividade, tanto em termos de segurança operacional, quanto de proteção ambiental, utilizando dados advindos das condições reais dos reservatórios, geologia e hidrologia das regiões de interesse.

A Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS), estabelecida pela Portaria Interministerial MME-MMA nº 198, de 2012, em função de sua escala (à semelhança das “avaliações ambientais estratégicas”), pode ter importância na identificação de áreas para as quais serão necessárias medidas específicas, em razão da disponibilidade restrita de água e condições adequadas para a disposição de resíduos, além de permitir a inferência preliminar quanto a eventuais efeitos sinérgicos e cumulativos.

No entanto, não se deve esperar que uma avaliação de caráter estratégico possa considerar aspectos da geologia local em nível de detalhe, por exemplo, no que se refere a falhas estruturais capazes de gerar sismos de baixa intensidade e identificação de rotas de fuga de gás que indiquem risco de contaminação de aquíferos.

Por exemplo, no Reino Unido, a avaliação ambiental estratégica aplicada às áreas previstas para concessão para a exploração de recursos convencionais e não convencionais, por ocasião da 14ª Rodada de Licitações¹³³, ao longo de vastas regiões da Inglaterra, Escócia e País de Gales, não determinou a exclusão de quaisquer dessas áreas:

“A avaliação não identificou quaisquer efeitos ambientais significativos prováveis para a exploração e produção convencional de petróleo e gás, gás em camadas de carvão ou para o armazenamento subterrâneo de gás natural. A avaliação, no entanto, identificou eventuais efeitos significativos para a exploração e produção de óleo e gás não convencional, quando comparado aos impactos do setor de petróleo e gás já existente ou, no que concerne às comunidades locais, embora não tenha sido identificado qualquer efeito negativo em nível nacional (...). No entanto, dada a importância da realização dos outros objetivos do plano, e que as atividades que se seguem às concessões terão de obedecer a uma série de requisitos regulamentares (os quais, quando aplicados e executados, assegurarão que os efeitos no nível do empreendimento serão identificados, avaliados e mitigados em limites aceitáveis), a

133

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/273997/DECC_SEA_Environmental_Report.pdf

alternativa sem restrições (ou seja, a manutenção do plano de concessões como proposto) pode ser identificada como a alternativa preferível¹³⁴”.

Iniciativas localizadas de avaliação de impacto, por outro lado, podem contribuir para o desenvolvimento de boas práticas de mitigação. Pode-se mencionar, por exemplo, o projeto da União Europeia, de caráter multinacional, em curso em uma localização real de fraturamento hidráulico na Polônia, em área submetida previamente a estudos em escala regional. Poços de monitoramento foram instalados, em torno da base de perfuração, para o monitoramento da água subterrânea para o acompanhamento do fraturamento em poços profundos. Os resultados serão utilizados para a proposta de metodologias de monitoramento a serem empregadas em futuros empreendimentos de exploração e produção de gás não convencional na Europa¹³⁵.

5.1. Geologia

Em relação ao conhecimento geológico, a bibliografia consultada sugere a avaliação prévia das estruturas, tais como falhas, fraturas, zonas deformacionais, e do histórico regional de sismos, de forma a orientar a localização do fraturamento hidráulico.

O Brasil situa-se em região intraplaca, no interior da placa tectônica Sul-Americana, área esta considerada bastante estável quanto à geração de sismos. Contudo, embora distante das bordas das placas tectônicas, que são áreas com forte atividade sísmica, ainda assim ocorrem registros de sismos intraplaca no País. Em geral, tais sismos são de baixa magnitude local (ML), menores que 3 graus na escala Richter; entretanto há registros de alguns eventos com magnitude superior a 6 graus.

Na Figura 6 são mostrados os sismos catalogados no Brasil até o ano de 2013 (www.rsbr.gov.br). Há indicações de que os tremores no Brasil estão concentrados em zonas onde a crosta é fina, tais como em áreas do nordeste e centro-oeste. Pode-se observar, no mapa de sismos, uma forte concentração no nordeste, com especial atenção na borda da bacia Potiguar, importante bacia petrolífera com campos terrestres e no Recôncavo; além do centro-oeste, e sudeste.

Ainda na Figura 6, é apresentada a compilação dos principais lineamentos e falhas com indícios de movimentação de idade quaternária, ou seja, áreas ao longo do qual se concentram as ocorrências de sismos. Considerando somente as bacias sedimentares, e em especial as áreas de interesse para os recursos petrolíferos não convencionais, pode-se afirmar que há estruturas em praticamente todas essas bacias sedimentares, com dimensões e concentrações variáveis. Trata-se, no entanto, de um mapa em macroescala, adequado para uma orientação inicial, no qual

¹³⁴ *The assessment did not identify any likely significant environmental effects for conventional oil and gas exploration and production, virgin coalbed methane or underground gas storage. The assessment did, however, identify likely significant effects for shale oil and gas exploration and production when compared to the existing oil and gas sector or at the local community level, although no negative effects were identified for any objective which would be significant at the national level....However, given the importance of achieving the other objectives of the plan, and that the activities that follow licensing will need to meet a range of regulatory requirements (which, when applied and enforced, will ensure that effects at the project level will be identified, assessed and mitigated to an acceptable level), the unrestricted alternative (i.e. the draft Licensing Plan as proposed) may prove to be the preferable alternative. Amec (2013)*

¹³⁵ www.sheerproject.eu

aparecem somente as grandes estruturas mapeáveis nessa escala. As falhas e fraturas de menores dimensões não estão representadas no mapa.

Como já abordado, a avaliação geológica conduzida pelo empreendedor durante a fase exploratória irá permitir o maior detalhamento da área dos blocos, favorecendo o conhecimento detalhado da localização, tipologia, dimensões e o arranjo das estruturas existentes. Tal conhecimento permitirá que o fraturamento hidráulico possa ser implementado de forma segura, não atingindo falhas e fraturas preexistentes, com vistas a minimizar a ocorrência de sismos na atividade.

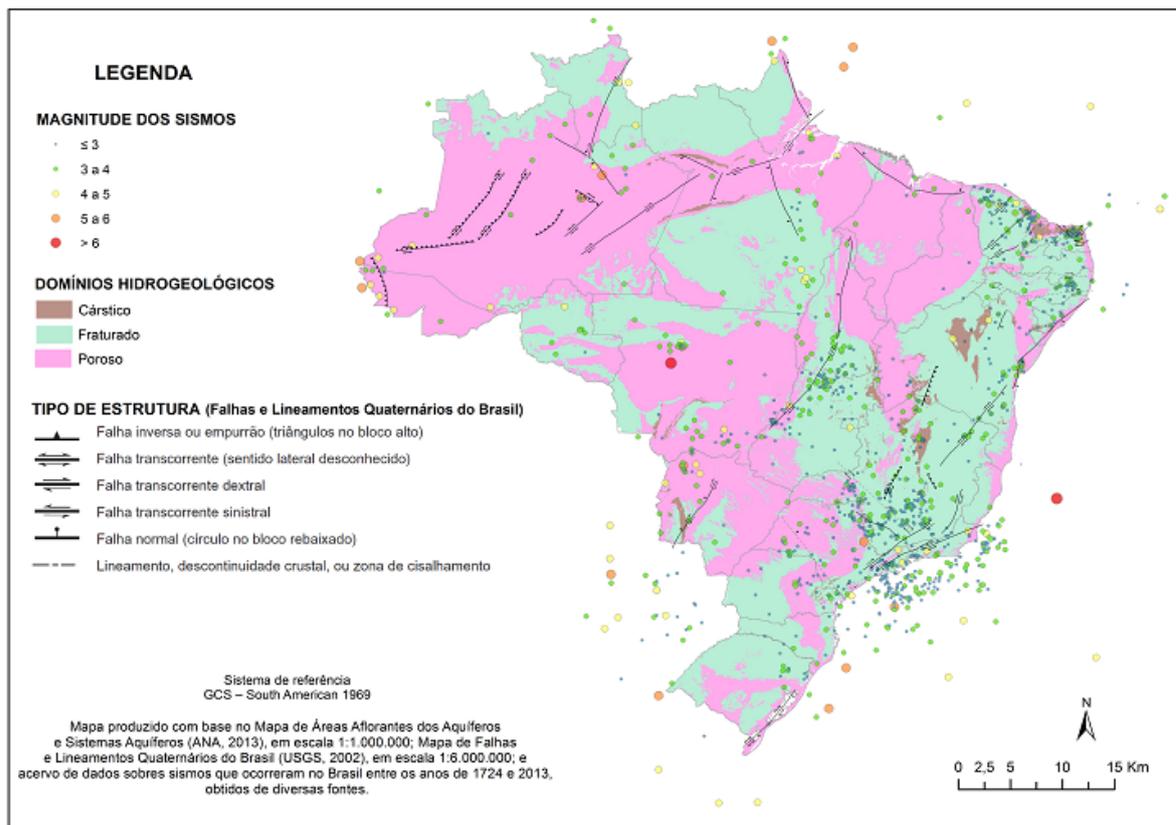


Figura 6. Mapa de domínios hidrogeológicos com a localização dos sismos catalogados na Rede Sismográfica Brasileira (www.rsbr.gov.br), até dezembro de 2013, e os principais lineamentos e falhas com indícios de movimentação de idade quaternária (compilado por Allaoua Saadi (IGC/UFGM) para o projeto “World Map of Major Active Faults” e revisto por Bezerra, F.H.R (DEGEO/UFRN), sob coordenação de Machette, M.N. (USGS), 2002.

Os dados históricos da atividade sísmica no País, assim como aqueles a serem obtidos por meio da ampliação e adequação da rede de monitoramento sísmico, com pontos em superfície e subsuperfície, poderão ser utilizados também para a avaliação de possíveis efeitos da injeção de fluidos.

A experiência internacional vem demonstrando que as informações necessárias à realização do fraturamento hidráulico em condições seguras dependem muito mais de estudos locais em detalhe do que de informações mais abrangentes em escala estratégica. Um exemplo emblemático refere-se à ocorrência de eventos sísmicos no Reino Unido que levaram à decretação de moratória da atividade de fraturamento hidráulico por cerca de dois anos, mesmo

quando se dispunha de ampla base de conhecimento acumulada pelo Serviço Geológico Britânico acerca da propensão sísmica no país. A experiência sugere que somente a avaliação local e a adoção de medidas preventivas de mitigação podem afastar riscos indesejados à atividade.

5.2. Recursos de subsuperfície

Deverá ser providenciada a compilação de mapas regionais dos recursos de subsuperfície, incluindo aquíferos e formações propícias à ocorrência de hidrocarbonetos. Esses últimos serão refinados com base nos resultados das perfurações que deverão atingir e atravessar os objetivos estratigráficos mínimos, conforme previsto nos contratos de concessão da 12ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios.

5.3. Normatização do uso de produtos químicos

A normatização de produtos/substâncias químicas a serem empregados nos fluidos de fraturamento na União Europeia tem como base o sistema de Registro, Avaliação, Autorização e Restrição de Produtos Químicos (REACH). O sistema objetiva assegurar um alto nível de proteção à saúde humana e ao meio ambiente. Para isso, foram adotados procedimentos para coletar e avaliar informações acerca das propriedades e perigos das substâncias e seu registro junto à Agência Europeia de Produtos Químicos (ECHA).

A Agência recebe e analisa os relatórios de substâncias químicas quanto à sua adequação, enquanto as Autoridades Competentes dos Estados Membros avaliam as substâncias selecionadas no que concerne a riscos para a saúde humana ou para o meio ambiente. Os comitês científicos das “Autoridades Competentes” e da Agência avaliam se os riscos inerentes às substâncias podem ser mitigados. Como o fluido de fraturamento é parcialmente composto por produtos químicos, o REACH é uma peça relevante da legislação do quadro jurídico da União Europeia aplicável à extração de petróleo e gás não convencional.

O sistema exige, em princípio, que os produtores ou importadores sejam os responsáveis pelo registro de suas substâncias junto à Agência Europeia, quando se tratam de produtos fabricados ou importados em quantidades superiores a 1.000 toneladas, por ano por fabricante/importador, ou mesmo em quantidades inferiores, no caso de substâncias perigosas específicas.

Os operadores envolvidos na extração de petróleo e gás não convencional, em sua maior parte, não são fabricantes ou importadores diretos dos produtos químicos. No entanto, se o operador identificar que os cenários de exposição do produto, conforme descrito pelo fornecedor, para o processo de registro e autorização, não abrangem a sua utilização específica no fraturamento hidráulico, tem a obrigação de informar à Agência e aguardar a aprovação específica para a sua utilização.

Para tanto, será necessário o estabelecimento de procedimentos que garantam a devida avaliação das substâncias químicas, inerentes à atividade, com potencial de causar impactos à saúde e ao meio ambiente. Além disso, ressalta-se a necessidade de transparência no processo de declaração das substâncias presentes nos fluidos de fraturamento para os órgãos competentes. Também é necessário que a sociedade tenha acesso a tais informações, devendo-se respeitar as devidas regulamentações afetas a informações sigilosas e segredos industriais.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES GERAIS

A exploração de petróleo e gás não convencional, em escala comercial, é uma atividade relativamente nova, para a indústria petrolífera. Apesar da atividade massiva já registrada nos Estados Unidos e no Canadá, e dos estudos detalhados realizados no Reino Unido, pode-se dizer que o conhecimento dos riscos associados à atividade ainda deve ser ampliado. Dessa forma, caberá às instâncias reguladoras buscar o entendimento desses riscos e assumir o compromisso de estudá-los, como parte necessária do processo.

O desenvolvimento das jazidas de petróleo e gás não convencionais requer infraestrutura de grande porte, incluindo rodovias, bases de poços, estações de compressores, direito de passagem de dutos, e bases de operações. Enquanto o uso de bases multipoços e poços de grande alcance lateral reduzem o impacto ambiental, comparado com bases de poços individuais, os efeitos cumulativos devido ao grande número de poços e à infraestrutura requerida para o desenvolvimento dos recursos podem vir a determinar um impacto substancial nas comunidades e ecossistemas do entorno.

Um bom projeto minimiza os impactos, por isso é fundamental o conhecimento do meio físico, englobando a região do poço, a geologia local, especialmente a geologia subjacente à formação alvo, os sistemas aquíferos e outros corpos hídricos. Além disso, é necessário o estudo prévio dos riscos ambientais e das populações envolvidas.

A avaliação geológica detalhada é uma das questões chave para reduzir os riscos das atividades exploratórias para os recursos petrolíferos não convencionais, sendo que atenção especial deve ser dada ao entendimento do arcabouço estrutural local. Um maior investimento nessa etapa reduz incertezas nas demais, minimizando os riscos, em especial com o fraturamento hidráulico e, conseqüentemente, a possibilidade de geração de sismos, bem como a contaminação de águas subterrâneas.

A aquisição e análise de dados históricos e de caracterização local, previamente ao início das atividades exploratórias, assim como o monitoramento de recursos hídricos na área de influência direta são informações tradicionalmente solicitadas pelos órgãos ambientais no âmbito do licenciamento ambiental. Em se tratando da atividade de fraturamento hidráulico, estes temas deverão incluir o monitoramento da sismicidade e qualidade de águas subterrâneas e superficiais antes, durante e até o fechamento definitivo dos poços.

A determinação e delimitação de falhas e fraturas constitui importante atividade a ser desenvolvida durante a avaliação geológica. O estudo dessas discontinuidades geológicas deve ser acompanhado da avaliação do campo regional de tensões (*regional stress field*), em função de seu papel relevante, tanto na determinação da probabilidade de reativação de falhas em uma dada orientação, quanto se as falhas e fraturas com orientação similar são, de fato, permeáveis.

O estabelecimento de distâncias horizontais e verticais entre poços exploratórios e poços tubulares e os horizontes de exploração com fraturamento hidráulico em relação aos aquíferos deverá considerar a situação de cada área, após a avaliação geológica e hidrogeológica detalhada.

Em relação à integridade de poço, mostra-se fundamental que os projetos e execução da perfuração, do fraturamento hidráulico e da reinjeção de efluentes sejam realizados observando-se as melhores práticas, a regulação existente e as medidas de mitigação que constam das

análises de riscos, buscando evitar impactos às águas subterrâneas por meio da migração de fluidos entre reservatórios de hidrocarbonetos e aquíferos. A injeção de fluido de fraturamento e a reinjeção de efluentes, esta com maior ênfase, podem causar perturbações sísmicas que, em alguns casos, podem comprometer a integridade do poço levando aos impactos mencionados.

Outra questão de grande importância refere-se ao abandono do poço. Os poços devem ser adequadamente tamponados a fim de evitar fugas de gás e fluidos para os recursos hídricos e para a superfície. O abandono do poço deve ser feito de acordo com os procedimentos adotados na indústria: conjunto solidário de barreiras; isolamento de intervalos de produção, isolamento de zonas permeáveis e de aquíferos eventualmente atravessados pelo poço, de modo a isolá-los da contaminação potencial por hidrocarbonetos ou outras substâncias migrando através do poço. Por fim, deve ser feita a restauração ou reabilitação da área.

Os impactos potenciais do desenvolvimento dos recursos petrolíferos não convencionais, assim como as estratégias para gestão desses impactos, devem ser considerados no contexto dos valores e preocupações das comunidades locais. Mais especificamente, o modo pelo qual residentes sejam engajados nas decisões relativas ao desenvolvimento desses recursos petrolíferos será fator determinante da sua aceitação ou rejeição. Para garantir o assentimento do público mais diretamente envolvido, serão necessárias pesquisas multidisciplinares confiáveis e a compreensão, tanto dos impactos existentes, quanto a previsão de impactos futuros, assim como a divulgação dos seus resultados aos públicos de interesse. A aceitação pública do aproveitamento desses recursos energéticos em grande escala somente será obtida pela transparência e credibilidade no monitoramento dos impactos ambientais.

Considera-se que, para o desenvolvimento seguro da exploração de petróleo e gás não convencionais, é importante a criação de um sistema de avaliação e classificação de riscos de produtos químicos à saúde humana e ao meio ambiente, nos moldes do aplicado pela Agência Europeia de Produtos Químicos (ECHA), de forma a fortalecer o ambiente regulatório dessa atividade.

Sobre o aparato regulatório, é importante que se atente para as especificidades da atividade do fraturamento hidráulico quanto às questões de contaminação dos aquíferos e solos, a informação ao público, a garantia de integridade dos poços e o manejo sustentável dos resíduos que retornam à superfície após as operações, os quais deverão ter sua disposição final equacionada.

Uma das questões essenciais ao monitoramento e controle de riscos associados ao fraturamento e que deve estar sujeita à regulamentação é o conhecimento prévio das substâncias utilizadas no fraturamento hidráulico. Nesse sentido, a Resolução ANP nº 21, de 2014, já exige a divulgação, pelo operador, dos produtos químicos componentes do fluido de fraturamento, “com potencial impacto à saúde humana e ao ambiente utilizados no processo, transportados e armazenados, contemplando suas quantidades e composições”. No entanto, deve-se avaliar a necessidade de complementação ou criação de nova legislação ambiental que garanta que todos os aspectos ambientais inerentes às substâncias perigosas sejam abordados.

O gás natural em terra vem sendo priorizado pelo governo brasileiro como recurso essencial de geração de energia de baixo custo para a sustentação de projetos de desenvolvimento de importância local e regional. O gás natural, tanto convencional, quanto não convencional, é, portanto, parte essencial das opções de política energética do País para o desenvolvimento regional, a geração de riqueza e a redução das desigualdades. O Governo Brasileiro entende que,

desde que atendidas as corretas condições de prevenção e mitigação, em termos de segurança operacional, proteção da saúde humana e preservação ambiental, os recursos petrolíferos não convencionais podem e devem ser explorados e produzidos para contribuir com a segurança energética do País.

A partir de entendimento similar, o governo do Reino Unido emitiu parecer, em 13 de agosto de 2015, por intermédio de declaração conjunta do DECC (*Department of Energy and Climate Change*) e do DCLG (*Department for Communities and Local Government*), acerca da importância dos recursos não convencionais para o país, abordando, entre outros, os seguintes tópicos:

“A exploração de gás e óleo não convencionais configura-se como imperativa para a segurança energética nacional.

O acesso a fontes limpas e seguras de gás natural, para os próximos anos, é um requisito fundamental para que o Reino Unido viabilize a transição a longo prazo para uma economia de baixo carbono.

O Governo permanece totalmente comprometido com o desenvolvimento e a implantação de tecnologias renováveis para a geração de calor e eletricidade e para ampliar a eficiência energética.

Para tanto, o gás natural, convencional e não convencional, o mais limpo de todos os combustíveis fósseis, será essencial para atingir as metas globais relativas às mudanças climáticas.

Estudos demonstram que a as emissões de carbono na geração de eletricidade a partir do shale gas, no Reino Unido, serão significativamente menores do que aquelas derivadas do uso do carvão e também do gás natural liquefeito importado.

O gás não convencional garantirá a energia necessária à fase de transição, enquanto se materializa o cenário de ampliação de uso das energias renováveis.

A segurança e a proteção ambiental serão asseguradas por intermédio de estratégias de desenvolvimento responsável e mecanismos regulatórios adequados.

*Já se dispõem das exigências e salvaguardas capazes de prevenir a contaminação da água e a poluição do ar, assim como para mitigar a ocorrência de sismos induzidos. Isso torna possível, o aproveitamento do gás não convencional de uma forma segura e ambientalmente saudável”.*¹³⁶

Também o Governo da Escócia convocou, em setembro de 2013, um grupo de trabalho independente, para avaliar as evidências científicas relacionadas ao óleo e gás não convencionais. O relatório final¹³⁷, publicado em 2014, foi incisivo em relação à viabilidade de exploração desses recursos na Escócia:

¹³⁶ Shale gas and oil policy statement by DECC (Department of Energy and Climate Change) and DCLG (Department for Communities and Local Government - <https://www.gov.uk/government/publications/shale-gas-and-oil-policy-statement-by-decc-and-dclg/shale-gas-and-oil-policy-statement-by-decc-and-dclg>

¹³⁷ Masters, C., Shipton, Z., Gatliff, R., Haszeldine, R.S., Sorbie, K., Stuart, F., Waldron, S., Younger, P.L., Curran, J., 2014, *Independent Expert Scientific Panel – Report on Unconventional Oil and Gas*. Scottish Government, Edinburgh. 102pp. (<http://eprints.gla.ac.uk/95518/1/95518.pdf>)

“O desenvolvimento da indústria de petróleo e gás não convencional mudou o panorama para o futuro da energia nos Estados Unidos. Isso se tornou possível graças aos avanços tecnológicos nas técnicas de perfuração direcional e fraturamento hidráulico.

Poderá haver impactos econômicos positivos a partir do desenvolvimento de uma indústria de petróleo e gás não convencional, em termos de postos de trabalho criados, impostos pagos e valor bruto agregado. A escala do impacto na Escócia ainda é objeto de debate e só poderá ser corretamente avaliada quando o desenvolvimento estiver em curso.

Há uma série de desafios técnicos associados à extração de hidrocarbonetos não convencionais, embora a visão do painel científico de especialistas é que nenhum desses desafios é insuperável. Existe tecnologia para permitir a extração segura de tais reservas, sujeita à regulação robusta já disponível.

Já se dispõe de um quadro regulatório adequado para controlar os impactos ambientais potenciais da produção de petróleo e gás não convencionais na Escócia, embora possa haver lacunas a serem superadas.

É provável que o desenvolvimento de qualquer nova indústria produza impactos na sociedade. Detectar e atenuar os impactos negativos e reforçar os impactos positivos é complicado, a menos que um planejamento cuidadoso para a sua identificação seja posto em prática.

A inquietação da sociedade em torno do óleo e gás não convencionais está relacionada aos riscos técnicos, tais como a contaminação da água, saúde pública e sismicidade, mas também a questões mais amplas, tais como impactos sociais nas comunidades, efeitos sobre as metas de emissões relacionadas às mudanças climáticas e desconfiança relativa a operadores, reguladores e políticos. Muitos desses impactos sociais (e ambientais) podem ser atenuados se forem cuidadosamente considerados na fase de planejamento. Além de que, já existem salvaguardas legislativas consideráveis para garantir a mitigação desses impactos.

A consulta prévia às comunidades é vital para identificar impactos potenciais, e assim desenvolver planos para mitigar os negativos e ampliar os efeitos benéficos. O engajamento público será necessário para o desenvolvimento de recursos de petróleo e de gás não convencionais na Escócia. Há evidências crescentes demonstrando que um envolvimento significativo e sustentável da comunidade trará resultados benéficos para a sociedade, operadores e legisladores”¹³⁸.

A seguir, indicam-se os temas e ações que poderão contribuir como subsídio à exploração e produção de recursos não convencionais por fraturamento hidráulico no Brasil:

¹³⁸ Masters et al. (2014)

Capacitação e participação

Estabelecer uma base de informações centralizada, agrupando estudos e dados acerca das iniciativas de exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais no País; estimular o desenvolvimento de boas práticas aplicáveis ao longo do ciclo de vida da atividade de exploração e produção; capacitação e uniformização de conhecimento na ANP e nos órgãos de meio ambiente estaduais e federal; ampliação da participação das comunidades diretamente afetadas, e da sociedade em geral, nas discussões relativas à atividade, riscos e medidas de mitigação envolvidos na exploração e produção de recursos petrolíferos não convencionais.

Divulgação da informação

A divulgação da informação favorece a transparência e o ambiente de confiança em relação ao empreendimento para construir a confiança pública na nova indústria. Será importante a divulgação dos produtos/substâncias químicas a serem utilizados nos fluido de fraturamento (composição, nome do produto, a finalidade e o volume a ser utilizado), assim como as quantidades e composição dos resíduos e resultados do monitoramento de poluentes potenciais.

Proposição de atos normativos

Como qualquer empreendimento voltado para a exploração e produção de petróleo e gás natural, a atividade não convencional estará sujeita a normas relativas à segurança operacional e procedimentos de regulação definidos pela ANP, assim como ao licenciamento ambiental.

A proposta de contrato para a 12ª Rodada buscou antecipar uma possível atividade não convencional no país, estabelecendo etapas e prazos específicos de modo a balizar a atividade regulatória da ANP (plano de exploração e avaliação de recursos não convencionais; plano de desenvolvimento para recursos não convencionais; fase de exploração estendida). As questões operacionais foram contempladas na Resolução ANP nº 21, de 2014, a qual, na falta de normas ambientais específicas, buscou definir, com base nas referências internacionais, critérios de salvaguarda para o meio ambiente (distância mínima em relação a “poços de água utilizados para fins de abastecimento doméstico, público ou industrial, irrigação, dessedentação de animais, dentre outros usos humanos”; exigência de “laudo fornecido por laboratório independente, acreditado pelo INMETRO, para os corpos hídricos superficiais e poços de água existentes em um raio de 1.000 metros horizontais da cabeça do poço a ser perfurado”, de modo a subsidiar avaliações futuras quanto à contaminação da água).

Desde que se definam normas de proteção ao meio ambiente específicas pelos órgãos competentes, a Resolução ANP nº 21, de 2014, poderá ser simplificada, excluindo-se os aspectos puramente ambientais. A ANP deverá avaliar também se a própria definição de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional¹³⁹ será alinhada àquela proposta da União Europeia, que define fraturamento hidráulico de alto volume como injeção de 1.000 m³ ou mais

¹³⁹ A Resolução ANP nº 21, de 2014, define o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional como “técnica de injeção de fluidos pressurizados no poço, em volumes acima de 3.000 m³, com objetivo de criar fraturas em determinada formação cuja permeabilidade seja inferior a 0,1mD (mili Darcy), viabilizando a recuperação de hidrocarbonetos contidos nessa formação”.

de água por estágio de fraturamento ou 10.000 m³ ou mais de água durante todo processo de fraturamento no poço para a caracterização do fraturamento como não convencional¹⁴⁰.

A legislação ambiental prevê o licenciamento para as atividades típicas do ciclo de vida de E&P – aquisição sísmica; perfuração; teste de longa duração; e produção e escoamento. Contudo, as normas vigentes não estabelecem regramento para técnicas específicas, tais como métodos de estimulação entre os quais se inclui o fraturamento hidráulico¹⁴¹.

Apenas o Decreto nº 8.437, de 2015, ao regulamentar a Lei Complementar nº 140, de 2011, transfere ao órgão ambiental federal a competência de licenciamento da “produção, quando realizada a partir de recurso não convencional de petróleo e gás natural, em ambiente marinho e em zona de transição terra-mar (*offshore*) ou terrestre (*onshore*), compreendendo as atividades de perfuração de poços, fraturamento hidráulico e implantação de sistemas de produção e escoamento”.

De acordo com a definição contratual da ANP, a fase de produção de uma determinada área é claramente delimitada pela “declaração de comercialidade”, por parte do concessionário, a seu exclusivo critério, desde que cumprido o Plano de Avaliação de Descoberta ou o Plano de Exploração e Avaliação de Recursos Não Convencionais aprovado pela ANP. A partir daí, cabe ao concessionário elaborar um “plano de desenvolvimento” e submetê-lo à aprovação da Agência.

Supõe-se que, dada à especificidade das jazidas não convencionais, o fraturamento hidráulico será necessário, tanto ao longo da fase de exploração, para a delimitação e dimensionamento das jazidas, essenciais para a declaração de comercialidade, quanto para a produção propriamente dita. Assim, tendo em conta apenas a aplicação da técnica do fraturamento hidráulico e a adoção das correspondentes medidas de mitigação, não haveria razão para a divisão de competências, implícita na redação do Decreto nº 8.437, de 2015, entre órgãos estaduais e federal.

Essa dicotomia, possivelmente não intencional, implicará complexidades desnecessárias ao licenciamento das atividades não convencionais. A solução da questão exigiria a retificação do Decreto, pela definição de um único nível de competência para o licenciamento ambiental das atividades de perfuração exploratória, produção e escoamento de não convencionais, seja estadual ou federal. No primeiro caso, a proposição pelo Ibama e a elaboração de resolução específica pelo Conama, contribuiria para a uniformização de procedimentos. No segundo caso, uma Portaria do MMA, se necessária, cumpriria o mesmo papel. No entanto, uma resolução Conama, por seu caráter mais abrangente, poderia contribuir de forma mais decisiva para a uniformização de procedimentos.

Um terceiro caminho de caráter temporário, conforme proposto pelo Ibama, postergaria decisões de cunho normativo até que se disponha de “massa crítica a respeito da prática de fraturamento hidráulico a contar a partir da entrada em operação de empreendimentos que empreguem tal técnica de produção de hidrocarbonetos, mormente gás natural, para aí sim, concluindo, poder futuramente existir necessidade mais concreta para a referida proposição junto ao Conama”¹⁴².

¹⁴⁰ Community Recommendation 2014/70/EU (Amec, 2015)

¹⁴¹ Resolução CONAMA 23/1994; Resolução CONAMA 237/1997; Portaria MMA 422/2011; Lei Complementar 140/2011.

¹⁴² O Acórdão 3639/2013-TCU-Plenário, de 10/12/2013, determinou que o Ibama apresentasse avaliação sobre a pertinência de se propor ao Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama) a “definição de condições, padrões,

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS ADICIONAIS

A Guide to the Well Aspects of the Offshore Installations and Wells (Design and Construction, etc) Regulations 1996 (Second Edition 2008).

ACADNING (Academia Nacional de Ingeniería), 2013. Aspectos ambientales en la producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales - El caso particular de “vaca muerta” en la Provincia de Neuquén. Buenos Aires, ACADNING, 36p.

Act-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development – University of Texas at Austin, Feb 2012.

Adams, M. B., 2011. Land application of hydrofracturing fluids damages a deciduous forest stand in West Virginia. *Journal of Environmental Quality*, 40, 1340-1344. doi: 10.2134/jeq2010.0504 http://www.nrs.fs.fed.us/pubs/jrnl/2011/nrs_2011_adams_001.pdf

Anadón, E.L., Casalotti, V., Masarik. G., Halperin, F., 2013. El Abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales. Buenos Aires, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2ª ed., 19 p. http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abece-de-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales

Andrews, A., Folger, P., Humphries, M., Copeland, C., Tiemann, M., Meltz, R., Brougher, C., 2009. Unconventional Gas Shales: Development, Technology, and Policy Issues - CRS Report for Congress. <https://www.fas.org/sgp/crs/misc/R40894.pdf>.

Australian Council of Learned Academies (ACOLA), 2013. Unconventional Gas Production. A study of shale gas in Australia. Final Report.

Bob, V.O., Joly, R., 2014. Strategic Environmental Assessment on Shale Gas: Knowledge Gained and Principal Findings. Quebec, Strategic Environmental Assessment Committee on Shale Gas, 46p.

Bureau of Land Management, 2012. Department of Interior. Supplemental Notice of Proposed Rulemaking and Request for Comment". EUA: 2012.

Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) Hydraulic Fracturing Operating Practice; USA Clean Water Act.

Committee on Energy and Commerce, United States House of Representatives, 2011. Chemicals Used in Hydraulic Fracturing.

Chesapeake Energy, 2012. Water use in Barnett Deep Shale Gas Exploration.

COGCC - Colorado Oil and Gas Conservation Commission - Series Drilling, development, production and abandonment, 2013.

critérios e diretrizes para o licenciamento ambiental de atividades de produção de petróleo e gás natural que empreguem o método de fraturamento hidráulico”. A resposta do Ibama, conforme relatada pelo TCU, destacou a “independência dos órgãos ambientais estaduais (entre eles e entre o próprio Ibama), quanto ao licenciamento ambiental de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, bem como a necessidade de avaliação caso a caso desse tipo de atividade, acarretando a necessidade de ampliação da massa crítica a respeito da prática de fraturamento hidráulico a contar a partir da entrada em operação de empreendimentos que empregassem tal técnica de produção de hidrocarbonetos, mormente gás natural, para aí sim, concluindo, poder futuramente existir necessidade mais concreta para a referida proposição junto ao Conama”.

Cook, P., Beck, V., Brereton, D., Clark, R., Fisher, B., Kentish, S., Toomey, J., Williams, J., 2013. Engineering Energy: Unconventional Gas Production - A Study of Shale Gas in Australia. Melbourne, Australian Council of Learned Academies (ACOLA), 250p.

Cuadrilla Bowland Ltd, 2014. Temporary Shale Gas Exploration, Preston New Road, Lancashire: Environmental Statement.

http://www.cuadrillaresources.com/wpcontent/uploads/2014/07/PNR_ES_Vol1_Environmental_Statement.pdf

DCLG (Department for Communities and Local Government), 2013. Planning Practice Guidance for Onshore Oil and Gas. London, DCLG, 27p.

DECC (Department of Energy and Climate Change), 2014. Fracking UK Shale: Understanding Earthquake Risk. London, DECC, 5 p.

Det Norske Veritas AS, 2013. Risk management of shale gas developments and operations – DNV-RP-U301. <http://www.dnv.com>

EPA (United States Environmental Protection Agency), 2012. Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. EPA/600/R-11/122. Washington D.C, EPA, 174 p.

EPA (United States Environmental Protection Agency), 2012. Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources: Progress Report. EPA/601/R-12/011. Washington D.C, EPA, 262 p.

European Commission, 2014. Technical support for assessing the need for a risk management framework for unconventional gas extraction.

http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/risk_mgmt_fw.pdf

Fisher, K., 2010. Data Confirm Safety Of Well Fracturing. The American Oil & Gas Reporter, July 2010.

http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Papers_and_Articles/web/A_through_P/AOGR%20Article-%20Data%20Prove%20Safety%20of%20Frac.pdf

Gale, J.F., Holder, J., 2008. Natural fractures in shales; origins, characteristics and relevance for hydraulic fracture treatments. Annual Meeting American Association of Petroleum Geologists. San Antonio, 11 p.

Gale, J.F., Reed, R.M., Holder, J., 2007. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments. American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 91(4): 603-622.

Geological Survey Powell Center for Analysis and Synthesis, 2012. Water Quality Studied in Areas of Unconventional Oil and Gas Development, Including Areas Where Hydraulic Fracturing Techniques are Used, in the United States. U.S.

GNB (Department of Environment and Local Government), 2012. Responsible Environmental Management of Oil and Natural Gas Activities in New Brunswick - Case Studies and Lessons Learned. New Brunswick, GNB, 13 p.

GNB (Department of Environment and Local Government), 2013. Overview of Water Protection Measures for the Oil and Natural Gas Industry in New Brunswick. New Brunswick, GNB, 18 p.

GNB (Department of Environment and Local Government), 2013. Responsible Environmental Management of Oil and Natural Gas Activities in New Brunswick - Rules for Industry. New Brunswick, GNB, 99 p.

Hangingsstone, 2012 – Thermal In-Situ Scheme Progress Report, Japan Canada Oil Sands Limited, 2013.

International Energy Agency, 2012. Golden Rules for a Golden Age of Gas.

Maloney, K.O., Yoxtheimer, D.A., 2012. Production and Disposal of Waste Materials from Gas and Oil Extraction from the Marcellus Shale Play in Pennsylvania. *Environmental Practice* 14:278–287.

Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer, 2009. Ground Water Protection Council.

Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation, 2014. *Marine and Petroleum Geology - Review Article*.

Olmstead, S.M., Muehlenbachs, L.A., Shih, J-S., Chu, Z., Krupnick, A.J., 2013. Shale Gas Development Impacts on Surface Water Quality in Pennsylvania. *Resources for the Future*.

Pater, H., Baisch, S., 2011. Geomechanical Study of Bowland Shale Seismicity. Synthesis Report. Cuadrilla Resources Ltd, 57p.

Rahm, B.G., Riha, S.J., 2014. Estrogen and Androgen Receptor Activities of Hydraulic Fracturing Chemicals and Surface and Ground Water in a Drilling. *Endocrinology*, March 2014, 155(3):897–907.

Richards, P., Fell, M. Smith, L., 2013. Shale Gas and Fracking. House of Commons Library, Science and Environment Section. England.

Shale Gas Well Fracturing Technologies Help Address HSE Concerns, presented at the 11th Offshore Mediterranean Conference and Exhibition in Ravenna, Italy, March 20-22, 2013.

State Oil and Natural Gas Regulations Designed to Protect Water Resources – U.S. Department of Energy – Office of Fossil Energy – National energy Technology Laboratory – 2009.

Steyl, G., van Tonder, G.J., 2013. Hydrochemical and Hydrogeological Impact of Hydraulic Fracturing in the Karoo, South Africa. In: Bungler, A.P.; McLennan, J.; Jeffrey, R. (Org.) *Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*. InTech. Rijeka, p. 213-237.

The Offshore Installations and Wells (Design and Construction, etc) Regulations 1996 (DCR).

UK Onshore Shale Gas Well Guidelines February 2013.

University of Aberdeen, 2012. Hydraulic Fracturing or ‘Fracking’. A Short Summary of Current Knowledge and Potential Environmental Impacts.

Vengosh, A., Warner, N., Jackson, R., Darrah, T., 2013. The effects of shale gas exploration and hydraulic fracturing on the quality of water resources in the United States. *Procedia Earth and Planetary Science* 7 (2013) 863 – 866.

Vidic, R., Brantley, S.L., Vandenbossche, J.M., Yoxtheimer, D., & Abad, J.D., 2013. Impact of shale gas development on regional water quality. *Science*, 340(6134), 1235009.

Zobacka, M., Kitaseib, S., Copithorne, B., 2010. Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development - Natural Gas and Sustainable Energy Initiative.

GÁS “NÃO CONVENCIONAL” OU “GÁS DE XISTO” - Perguntas e Respostas

O que é gás “não convencional” ou “gás de xisto”¹⁴³?

Um recurso de petróleo e gás natural considerado como não convencional é aquele cuja produção não atinge taxas de fluxo econômico viável ou que não produz volumes econômicos, sem o emprego de tratamentos de estimulação maciça ou de tecnologias e processos especiais de recuperação. São considerados recursos “não convencionais”, o óleo obtido a partir das areias betuminosas; o gás e o óleo de folhelho (“xisto”) e aqueles contidos em arenitos de baixa permeabilidade; o metano recuperável a partir de camadas de carvão; e os hidratos de metano. No Brasil, o foco de interesse, dentre os recursos não convencionais, está voltado para o gás de folhelho ou “gás de xisto”. Trata-se do mesmo gás natural, obtido tradicionalmente de forma isolada ou associada ao petróleo, porém demandando estimulação específica em função das características de baixa permeabilidade dos reservatórios não convencionais. Para ampliar a área de contato do poço com a formação é usual que a perfuração, após atingir a rocha geradora, se estenda horizontalmente por um longo trecho (em torno de 1.500 metros).

O que é fraturamento hidráulico (ou “fracking”)?

Para que o gás natural contido em reservatório não convencional possa ser liberado a partir das rochas de baixíssima permeabilidade, é necessário o emprego de metodologia de estimulação adicional. O fraturamento hidráulico ou “fracking” é a técnica que usa um fluido, normalmente água, bombeado à alta pressão no interior da rocha. O procedimento cria fraturas estreitas, de modo que o gás contido na formação possa fluir para o poço. O fluido contém areia e substâncias químicas para tornar o processo mais eficiente. São os grânulos de areia, constituintes do fluido, que mantêm abertas as fraturas e permitem a saída do gás. Os demais componentes favorecem a redução da fricção e da turbulência no fluxo do fluido; aumentam a viscosidade; previnem a corrosão e a formação de incrustações nos dutos; além de ter função bactericida. Ao final da injeção de fluido, a despressurização do poço cria um gradiente de pressão para que os hidrocarbonetos possam fluir da formação até a superfície.

O fraturamento da rocha envolve explosivos?

Não há explosivos envolvidos em operações de fraturamento hidráulico. Como a denominação já adianta, a produção de fraturas na rocha é resultado da injeção de fluido em alta pressão. É importante lembrar, contudo, que o processo de preparação de qualquer poço para a produção de petróleo ou gás natural envolve o uso de pequenas cargas, especialmente moldadas para essa finalidade, para “perfurar” o revestimento de aço e a camada de cimento e comunicar o interior do poço com a formação produtora. Essas perfurações não se propagam na rocha circundante.

¹⁴³ É necessário frisar que a denominação de “gás de xisto” é incorreta, visto que o xisto é uma rocha metamórfica e, portanto, inapropriada para a retenção de metano, em função do aquecimento que caracteriza seu processo formativo. “Folhelho” é a denominação correta da rocha geradora objeto da exploração e produção de gás não convencional.

O fraturamento hidráulico e a perfuração de poços horizontais são uma prática nova na indústria do petróleo?

O fraturamento hidráulico e a perfuração de poços horizontais não são ferramentas novas na indústria de petróleo e gás. O primeiro experimento de fraturamento foi realizado em 1947 e o processo foi aceito como comercial a partir de 1950. O primeiro poço horizontal foi perfurado na década de 1930, tornando-se usuais no final dos anos 70. De acordo com a IOGP (*International Association of Oil & Gas Producers*), o fraturamento hidráulico já foi utilizado em mais de um milhão de poços, desde a década de 1940.

No Brasil, levantamento recente da Petrobras indicou, desde a década de 1950 até fevereiro de 2016, um total de 12.048 operações de fraturamento hidráulico, em 5.110 poços, nas diversas bacias sedimentares brasileiras. Não há, até o momento, nenhum indício, informação ou constatação de danos ambientais que tenham sido causados a aquíferos, em decorrência dessas operações.

No Reino Unido, cerca de 10% dos poços perfurados em terra (200 de um total de 2.000) passaram por fraturamento hidráulico, sem que tivesse havido qualquer notificação de dano ambiental.

Esses registros no Brasil e no Reino Unido referem-se ao fraturamento hidráulico realizado em “reservatórios convencionais”, ou seja, jazidas relativamente mais permeáveis, mas que precisam de uma estimulação para a liberação do gás. Naturalmente, nesses casos, a injeção de fluido exige menores pressões e volumes, comparativamente ao fraturamento realizado em “reservatórios não convencionais”.

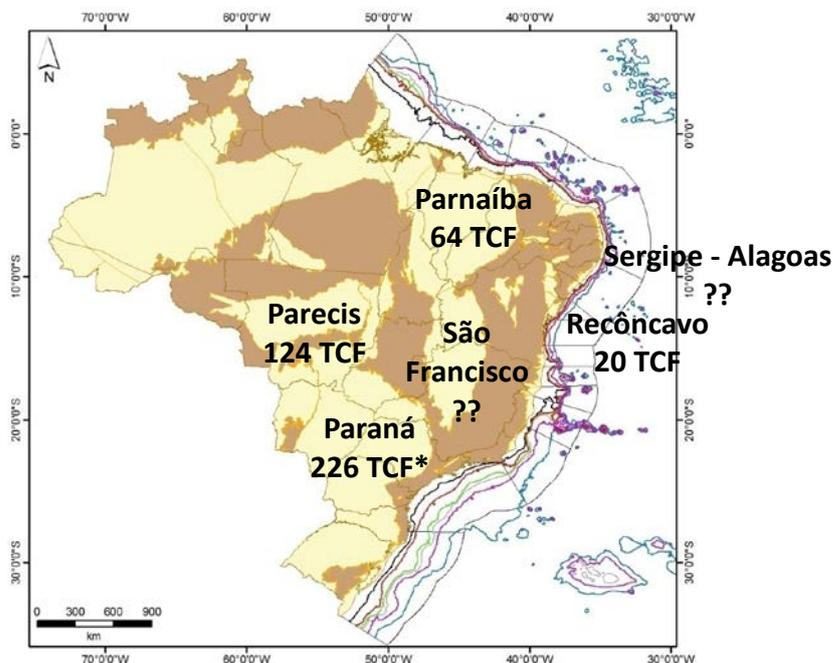
Existe a possibilidade de exploração e produção de gás natural a partir de reservatórios não convencionais em ambiente marinho (offshore)?

Atualmente, não há, em nenhum lugar do mundo, atividade de exploração offshore para o gás natural não convencional.

Mesmo as estimativas de reservas globais não incluem o gás natural não convencional. É improvável que essa abordagem se altere em futuro próximo, devido aos obstáculos logísticos e operacionais que tornam economicamente inviável sua exploração e desenvolvimento em bacias marítimas.

Quais são as estimativas mais recentes para o volume de gás natural em reservatórios não convencionais no Brasil?

As estimativas ainda têm caráter bastante preliminar. O mapa abaixo faz uma síntese dos possíveis volumes disponíveis. O TCF (trilhão de pés cúbicos, em inglês) é a unidade de volume usualmente empregada para a quantificação das reservas: 1 TCF corresponde a cerca de 28 bilhões de m³ (BM³).



*U.S. Energy Information Administration/2011

Possíveis reservas de gás não convencional no Brasil.

A título comparativo, as reservas provadas e totais de gás convencional no Brasil são, respectivamente, de 434 Bm³ (15 TCF) e 696 Bm³ (25 TCF). Observa-se, portanto, que, se realizadas 5% dessas previsões, estaríamos quase que duplicando as estimativas para a reserva total de gás natural no Brasil.

O Brasil precisa de mais gás natural? E de gás “não convencional”?

O gás natural vem ampliando sua participação, como fonte de energia, na indústria nacional. O gás substitui o óleo combustível, sendo essencial em processos que exigem elevado grau de pureza do produto final (vidros e alguns tipos de cerâmica); no segmento de fertilizantes, o gás é utilizado também como matéria-prima. O gás natural canalizado substitui o GLP nas residências e no setor comercial; e como gás veicular, aumenta a eficiência do setor de transportes.

Na geração termelétrica, o gás natural constitui fator estratégico para a garantia de fornecimento de energia elétrica. Sem sua disponibilidade, não teria sido possível ao País fazer frente à redução do nível dos reservatórios e a conseqüente queda da geração elétrica a partir de fonte hidráulica. O gás, por sua facilidade de armazenamento e flexibilidade de despacho, tem papel decisivo como *backup* quando das oscilações na geração hidrelétrica. Dessa forma, também contribuirá para a estabilidade de fornecimento, na possível fase de transição para a ampliação do uso das energias renováveis (solar e eólica).

Hoje o Brasil importa, diretamente por gasoduto, ou na forma de gás natural liquefeito (GNL) cerca de 50% do gás consumido. Essa situação, a par da cristalização da relação de dependência em relação a fornecedores externos, tem efeitos perniciosos pelos custos envolvidos, tornando relativamente menos competitivos os produtos brasileiros que têm o gás natural como insumo.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2024, a produção bruta potencial nacional de gás natural convencional prevista para 2024 é de 171 milhões de m³/dia e a produção líquida potencial de 99 milhões de m³/dia (descontadas a reinjeção, queima e utilização nos próprios processos de produção inerentes à atividade). Uma porção significativa da produção de gás natural para aquele ano (cerca de 60%) será proveniente do Pré-sal. Entretanto, ainda há fatores técnicos e econômicos a serem considerados para a sua viabilização, tais como a elevada profundidade da lâmina d'água e a grande distância da costa que oneram custos para o escoamento; e o alto teor de CO₂, que implica na necessidade de investimento em plantas de separação, o que poderá resultar em níveis elevados de injeção de gás natural em jazidas do Pré-Sal Geológico.

Nesse cenário, a busca de novas fontes de gás em terra, em especial próximas aos consumidores potenciais, torna-se imperiosa. O Plano Decenal considera viável a expectativa de que a produção de gás natural brasileira possa ser acrescida pela contribuição do gás não convencional, em especial, nas Bacias de São Francisco, Parnaíba e Recôncavo. Ainda, de acordo com o Plano Decenal, a projeção de produção de gás natural não convencional poderia atingir cerca de 16 milhões m³/dia, em 2024. Tratam-se, no entanto, de estimativas preliminares que dependem ainda de refinamento e da ampliação do conhecimento acerca da possível distribuição das rochas geradoras nas bacias sedimentares terrestres brasileiras.

Como assegurar que as águas subterrâneas não serão contaminadas durante o fraturamento hidráulico? Como garantir que as fraturas causadas pela injeção do fluido em alta pressão não se estendam além da formação e contaminem um aquífero?

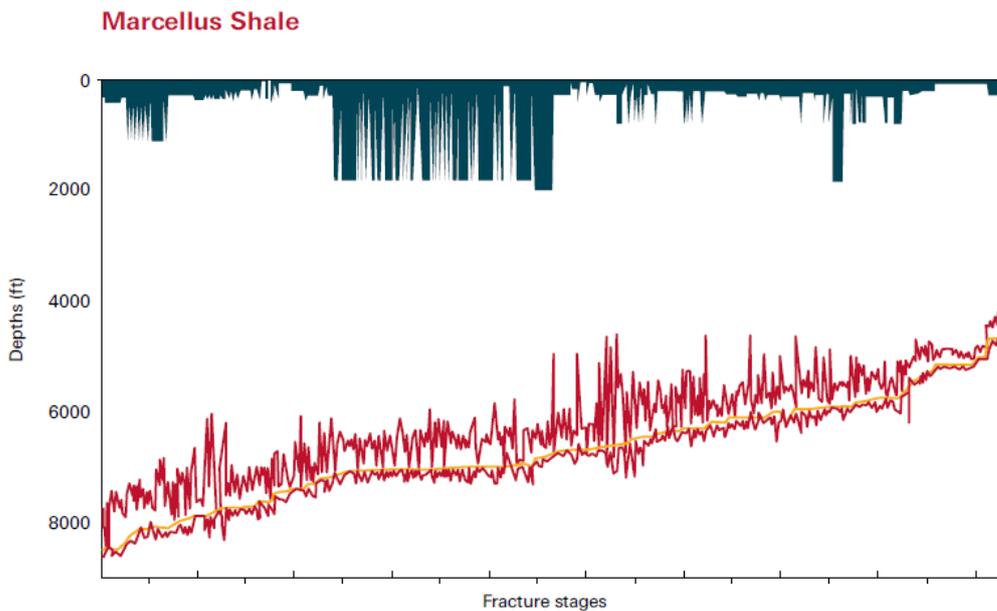
A avaliação geológica detalhada para as áreas alvo dos recursos petrolíferos não convencionais constitui uma atividade prévia relevante para avaliar a localização e geometria dos poços exploratórios, em relação às descontinuidades geológicas, especialmente falhas e fraturas. A realização desses estudos permitirá que o fraturamento hidráulico seja realizado de forma segura, reduzindo assim o potencial de gerar, direta ou indiretamente, impactos negativos ao meio ambiente, aos recursos hídricos e ao meio antrópico.

A determinação e a delimitação de falhas e fraturas nas áreas de interesse para os recursos não convencionais são atividades importantes para o estabelecimento de condições seguras para a implementação do fraturamento hidráulico. Nesse sentido, a aquisição sísmica 2D ou 3D (duas ou três dimensões) é um dos instrumentos mais apropriados para o mapeamento de detalhe do subsolo.

Assim, a utilização da modelagem geomecânica e da pesquisa sísmica são essenciais para se conhecer o campo de tensões locais, permitindo orientar as atividades de fraturamento hidráulico de modo a reduzir a probabilidade de ocorrer a expansão indesejada das fraturas.

Deve-se ressaltar que as rochas geradoras de interesse para o gás natural não convencional encontram-se em profundidades expressivas, muito além da base dos aquíferos. Por exemplo, na formação Marcellus, nos Estados Unidos, as jazidas, com espessura de 50 a 200 pés, encontram-se em profundidades variando de 4.000 a 8.500 pés (1.300 a 2.500 metros).

A figura abaixo ilustra a posição dos aquíferos e da rocha geradora.



Alcance das fraturas em poços no Marcellus Shale (EUA) em comparação com a profundidade máxima dos aquíferos sobrepostos.

Ainda, a simples existência de fraturas não é determinante para a configuração de risco de contaminação de aquíferos subterrâneos; durante o longo período no qual um poço de gás não convencional está em produção, o mesmo será despressurizado e, portanto, não será possível nenhum fluxo através das fraturas sobrejacentes. O gradiente para cima tem curta duração durante o processo de fraturamento propriamente dito (apenas algumas horas) e, mesmo em fraturas permeáveis e conectadas, seriam necessários anos ou séculos para a transmissão do fluxo além de 1.000 ou mais metros. Ao contrário, qualquer fluido que não seja retido pelo folhelho seco e não saturado no interior do reservatório será eliminado como água de retorno, como subproduto do gás produzido.

É possível acompanhar, em tempo real se está havendo expansão de fraturas decorrentes do fraturamento hidráulico?

O acompanhamento em tempo real é feito pela técnica de “microsísmica”. O mapeamento microsísmico permite verificar o crescimento da fratura, sua direção, altura e comprimento ao longo do poço horizontal. O tempo de registro necessário para aquisição dos dados brutos de microsísmica na superfície é de aproximadamente cinco minutos, contados do início da pressurização. Isso possibilita interromper a aplicação de fluido pressurizado, caso a execução da operação não atenda aos parâmetros de projeto.

A técnica consiste em perfurar um poço de observação ou utilizar poço existente próximo do daquele onde será realizado o fraturamento. A distância entre os poços é estabelecida em função das características físicas das rochas locais (geometria, composição litológica, estratificação, etc.) e os dados coletados no poço de observação (amplitude do sinal ao longo do tempo) são utilizados para indicar o alcance das fraturas durante a pressurização.

A aplicação dessa técnica é mais relevante no início do desenvolvimento do campo, quando os parâmetros de fraturamento são refinados e as observações sobre características geológicas locais podem ser aprimoradas, otimizando a locação dos poços e ajustando os parâmetros utilizados para o fraturamento. Assim, durante a construção dos primeiros poços, o conhecimento da dinâmica das fraturas obtidas no processo permite a redução de riscos e custos nas fases subsequentes do projeto.

Já há legislação no Brasil que garanta a realização dessas pesquisas previamente à atividade?

A Resolução ANP nº 21, de 2014 estabelece, em seu artigo 12, que o “operador deverá aplicar método de modelagem utilizando dados geomecânicos, alinhado com as melhores práticas de engenharia, para realizar a simulação das operações de fraturamento”. É previsto, ainda, que “o Operador somente poderá dar continuidade ao projeto caso seja insignificante a possibilidade de que as fraturas geradas ou que a reativação de eventuais falhas preexistentes se estenda até intervalos não permitidos, tais como corpos hídricos subterrâneos e poços adjacentes”. A Resolução exige, como condicionante da atividade de perfuração e fraturamento hidráulico em reservatório não convencional, “a descrição do método de modelagem dos dados geomecânicos e dos parâmetros utilizados para realizar a simulação das operações de fraturamento hidráulico, devendo ser evidenciado que as fraturas geradas ou que a reativação de eventuais falhas preexistentes não se estendam até intervalos não permitidos, tais como corpos hídricos subterrâneos e poços adjacentes”.

Em seu artigo 23, a Resolução estabelece que “durante as etapas de canhoneio e estágios de fraturamento, o Operador deverá empregar microssísmica ou outros métodos comprovadamente equivalentes para demonstrar que os limites inferior e superior das fraturas geradas obedecem às simulações do fraturamento hidráulico em reservatório não convencional”.

Há casos registrados de contaminação de aquíferos decorrentes do fraturamento hidráulico?

De acordo com a literatura americana, “a presença de 4.500 pés de rocha acima da zona de fratura hidráulica torna improvável que o fluido de fraturamento hidráulico possa migrar a partir da rocha geradora”. Na verdade, não existe nenhuma evidência documentada de um evento como esse desde que o fraturamento hidráulico foi introduzido pela primeira vez há cerca de 60 anos atrás. “A contaminação da água de abastecimento por gás natural ocorre, mais frequentemente, a partir de falhas no projeto e construção do poço, brechas nos tanques de contenção da água de retorno, e derramamentos de sobras de líquidos de gás natural usados na perfuração”.

Como garantir a integridade dos poços?

A execução das etapas de construção e de operação do poço deve atender fielmente aos requisitos de projeto. Assim, é imprescindível a realização do teste de estanqueidade (teste para determinar a resistência da rocha - ou pressão de fratura - antes da descida de novo revestimento no poço). Outra medida mitigatória relevante é o monitoramento e o registro contínuo da pressão

do anular em todas as etapas do poço, principalmente durante o fraturamento. As normas internacionais exigem a realização de análise de riscos, identificação de barreiras de contenção ao fluxo indesejado de fluidos no poço e nas formações rochosas adjacentes e identificação dos elementos críticos das barreiras. Além disso, determinam que o operador defina o padrão de desempenho dos componentes do poço (índices aceitáveis de vazamentos de cada componente, por exemplo) e os limites de operação de equipamentos. O monitoramento da pressão do anular e a gestão das falhas de integridade do poço (por meio da realização de testes de pressão, acústicos, perfis de cimentação, etc.) também são requisitos das normas.

A Resolução ANP nº 21, de 2014, em seu art. 11, detalha o “programa de revestimento e cimentação”, exigindo uma série de testes, de acordo com a premissa de que “os revestimentos devem ser dimensionados de modo a suportar as tensões previstas durante seu ciclo de vida, incluindo-se as operações de injeção de fluidos para o fraturamento hidráulico, e ser constituídos de material resistente aos fluidos produzidos, injetados e recuperados”; e “a cimentação deverá impedir a migração de fluidos das formações mais profundas para qualquer corpo hídrico subterrâneo por meio das estruturas de poço e/ou pela área adjacente à cimentação”.

A Resolução exige, ainda, a “existência e integridade de, pelo menos, duas barreiras de segurança independentes, solidárias e testadas, isolando as formações porosas e/ou formações contendo hidrocarbonetos e a superfície”.

Para poços abandonados permanentemente serão exigidos a avaliação dos riscos e o tamponamento do poço. O monitoramento deverá permitir a detecção de eventuais vazamentos de poços e tubulações, favorecendo as ações corretivas necessárias.

Os poços deverão ser verificados a cada dois a três meses após o abandono, para medição de pressão e da migração de gás. Solos próximos aos poços, onde ocorreu fraturamento, devem ser monitorados a cada cinco anos para verificar se as emissões estão acima do nível histórico local predeterminado, por exemplo, em decorrência de exsudações naturais. Os resultados do monitoramento deverão contribuir para a determinação do prazo máximo necessário para o acompanhamento do poço.

O fraturamento hidráulico produz abalos sísmicos? O que fazer para controlá-los?

Para o melhor entendimento da questão, deve-se ter em conta que abalos sísmicos perceptíveis, sem o auxílio de aparelhos, são aqueles de intensidade de magnitude local (ML) maior que 3, na escala Richter.

Eventos de sismicidade induzida foram relacionados ao fraturamento hidráulico em campos de gás em folhelhos localizados nos Estados Unidos e no Canadá, tendo sido contabilizados 79 eventos sísmicos com magnitude maior que 1. Desses, o maior evento foi um abalo de 2,8 ML, ocorrido na Colúmbia Britânica, Canadá, que foi percebido, mas não resultou em registro de danos. Quando comparado com outras fontes de sismicidade induzida, tais como mineração e reservatórios de barragens, referências recentes da literatura consideram que o “fraturamento hidráulico tem sido, até o momento, um mecanismo relativamente benigno”. É possível que a reativação de falhas pelo fraturamento hidráulico possa causar sismicidade induzida maior do que

a registrada até o momento, mas a compreensão mais ampla da geologia do folhelho pode contribuir para mitigar tal risco. No entanto, após centenas de milhares de operações de fraturamento hidráulico, pode-se afirmar que a probabilidade do fraturamento hidráulico causar sísmos perceptíveis ($ML > 3$) é muito pequena.

Pode-se pôr em prática a implementação de sistema de alerta (com base em monitoramento sísmico de superfície), de modo a viabilizar a suspensão das operações caso os eventos de sísmica induzida excedam um limiar preestabelecido, a exemplo da determinação constante na legislação do Reino Unido, conhecida como “Traffic Light System”. No contexto do “semáforo”: “verde” corresponde à magnitude de 0 ML, o que possibilitaria que a injeção de fluido continuasse como o planejado. “Amarelo” corresponde à magnitude entre 0 e 0,5 ML, implicando que a injeção deveria continuar com cautela, possivelmente com taxas reduzidas e que o monitoramento fosse intensificado. “Vermelho” é definido como uma magnitude de 0,5 ML ou superior, na qual a injeção seria interrompida e a pressão do fluido no poço imediatamente reduzida.

Qual o volume de água necessário para o fraturamento hidráulico?

O consumo de água pode apresentar variações significativas e dependerá, em última análise, das características geológicas locais, incluindo, por exemplo, a profundidade da formação e a espessura das camadas geológicas a ela sobrepostas. No Reino Unido, estimaram-se volumes de água variando de 10 mil m^3 a 25 mil m^3 de água por poço, durante o ciclo de vida de exploração e produção de petróleo e gás não convencional. Em geral, os efeitos sobre os recursos hídricos e o surgimento ou o agravamento de eventuais conflitos pelo uso da água dependerão da disponibilidade e demanda por outros usos previamente estabelecidos.

O volume de água utilizado para a produção de gás por fraturamento hidráulico, nos 20.000 poços operados em 2012 nos Estados Unidos, foi estimado em 300 milhões de m^3 (média de 15 mil m^3 por poço). Esse total foi considerado como relativamente baixo, correspondendo, por exemplo, a cerca de 1% dos recursos perdidos apenas por evaporação em plantas de geração termelétrica, anualmente, estimados em 27,8 bilhões de m^3 . No entanto, em áreas geográficas com clima mais seco ou, ainda, em locais com altas taxas de consumo de aquíferos, a retirada de água subterrânea para o fraturamento hidráulico poderia contribuir com a escassez de água em escala local.

A água resultante das operações de fraturamento hidráulico é comumente reutilizada. Dependendo da natureza da formação, entre 20 e 40% (e por vezes até 70%) da água injetada na formação geológica é recuperada em superfície e armazenada. A reutilização da água de retorno contribui para a redução da quantidade de água necessária ao processo. Na Pensilvânia, Estados Unidos, alguns operadores reutilizam quase 100% do fluxo de retorno, enquanto em outras bacias a reutilização, mesmo em percentuais mais modestos, mostra tendência de crescimento.

É importante que a demanda do setor de recursos petrolíferos não convencionais seja compatível com a disponibilidade e com a demanda dos demais usos da água, mesmo que o uso de água seja elevado apenas no momento da operação de fraturamento, quando há o desenvolvimento de muitos poços ao mesmo tempo. No caso brasileiro, a alocação de água para a prática do fraturamento poderá vir a ser abrigada pela outorga de direito de uso de recurso hídrico, nos

casos previstos pela Lei nº 9.433, de 1997, pela Resolução CNRH nº 16, de 2001, e posteriores, assim como por normas estaduais.

A Resolução ANP nº 21, de 2014 recomenda que a água a ser utilizada na operação deverá ser preferencialmente “efluente gerado, água imprópria ou de baixa aceitação para o consumo humano ou dessedentação animal, ou água resultante de efluentes industriais ou domésticos, desde que o tratamento a habilite ao uso pretendido”.

Qual é a composição do fluido de fraturamento? Quantas substâncias químicas diferentes podem ser usadas no fraturamento? Que outros contaminantes adicionais podem estar presentes no fluido que retorna da formação juntamente com o gás natural?

Os elementos químicos presentes no fluido têm função de bactericidas, redutores de fricção, inibidores de incrustação e corrosão, etc., podendo variar de acordo com as propriedades e características da rocha e do projeto. Embora existam dezenas a centenas de produtos químicos utilizáveis como aditivos no fluido, na prática, apenas um número reduzido de substâncias vem sendo usado rotineiramente na atividade.

O relatório elaborado pela AMEC¹⁴⁴, no âmbito do acordo de cooperação do Brasil com o Reino Unido, indica que até 750 produtos químicos foram usados entre 2005 e 2009 no fraturamento hidráulico nos Estados Unidos, incluindo:

- Água: cerca de 98-99% do volume total;
- “Propante”: cerca de 1-1,9% do volume total, usualmente areia ou partículas cerâmicas;
- Redutor de fricção: cerca de 0,025% do volume total, usualmente poliacrilamida;
- Bactericida: cerca de 0,005% a 0,05%, usualmente glutaraldeído, amina quaternária ou tetraquis (hidroximetil) fosfônio sulfato - THPS;
- Surfactantes: 0,05-0,2%;
- Químicos para gelificação (espessantes): usualmente goma guar ou polímeros de celulose;
- Inibidores de incrustação: ésteres de fosfato ou fosfonatos;
- Ácido hidroclorídrico: pode ser usado em alguns casos para redução da pressão inicial de fratura;
- Inibidor de corrosão: utilizado entre 0,2% e 0,5% do volume de ácido e somente se algum ácido for empregado.

A lista completa das substâncias químicas mais comumente usadas em operações de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional, nos Estados Unidos, pode ser encontrada em <http://fracfocus.org/chemical-use/what-chemicals-are-used>.

¹⁴⁴ Amec, 2015. Shale Gas Study. Final Report. Amec Foster Wheeler Environment & Infrastructure UK Limited, 276p.

Na atividade de exploração de recursos petrolíferos, de modo geral, são gerados efluentes líquidos advindos do processo de perfuração, de águas subterrâneas, usualmente salobras, assim como da água encontrada na formação (conhecida como “água produzida”). No caso dos não convencionais tem-se, também, o retorno de parte do fluido de fraturamento que não fica retida no reservatório.

Na composição da água de retorno geralmente encontram-se particulados ($>5\mu\text{m}$), sólidos em suspensão ($<5\mu\text{m}$), óleo livre, orgânicos voláteis, compostos orgânicos dissolvidos (ácidos orgânicos), ânions e cátions dissolvidos (Ca, Mg, Ba, Sr, Fe, SO_4), sílica e bactérias.

Essa água, uma vez em contato com corpos hídricos ou com o solo, possui o potencial de causar alterações nas características físico-químicas e em parâmetros orgânicos e inorgânicos. Além disso, o fluxo de retorno pode conter materiais radioativos de ocorrência natural (NORM, na sigla em inglês), o que pode implicar na classificação da água de retorno como resíduo radioativo.

O conhecimento da composição do fluido é importante para a definição de procedimentos de contenção, no caso de derramamento acidental em superfície. A Resolução ANP nº 21, de 2014 determina que caberá ao operador da instalação apresentar e cumprir um Sistema de Gestão Ambiental que atenda às melhores práticas da indústria do petróleo. O Sistema de Gestão Ambiental deverá “conter um plano detalhado de controle, tratamento e disposição de efluentes gerados provenientes das atividades de perfuração e fraturamento hidráulico”; assim como “garantir a proteção dos corpos hídricos e solos da região”, entre outros procedimentos. Em especial, o operador deverá também publicar em seu sítio eletrônico a “relação de produtos químicos, com potencial impacto à saúde humana e ao meio-ambiente, utilizados no processo, transportados e armazenados, contemplando suas quantidades e composições”.

Como se pode garantir que as substâncias químicas contidas, tanto no fluido quanto na água de retorno, não contaminem o meio ambiente?

Parte dessas substâncias irá retornar à superfície, juntamente com o gás natural liberado da formação. Essa água de retorno exigirá cuidados especiais de armazenamento, como por exemplo, a instalação de alarmes de nível nos tanques, para prevenir transbordamentos, ou a utilização de tanques fechados duplamente revestidos. Como visto acima, parte dessa água será reciclada para uso em novas operações de fraturamento, até que o volume residual tenha de ser direcionado para tratamento e descarte controlado.

Outro procedimento de destinação da água de retorno é a injeção do efluente em poços de descarte depletados. Essa prática, contudo, deverá ser realizada de modo controlado, visto que há indicação de que a injeção contínua de efluentes líquidos em poços de descarte pode propiciar a indução de sismos.

Que outros impactos estão associados à exploração e produção de recursos não convencionais?

A exploração e produção de recursos petrolíferos não convencionais, além de envolver características específicas relacionadas ao uso do fraturamento hidráulico, compreende também um conjunto de atividades comuns à exploração e produção dos chamados recursos convencionais. Dessa forma, tal como qualquer empreendimento voltado ao petróleo e gás natural, a exploração de não convencionais passa por investigações não invasivas (pesquisa sísmica, instalação de equipamentos) e práticas invasivas (perfuração de poços, estimulação), assim como depende de instalações e infraestrutura adequada para o armazenamento de insumos e o escoamento da produção.

No caso dos recursos petrolíferos não convencionais, as principais fontes de emissões para a atmosfera relacionam-se à intensificação do tráfego de caminhões, à operação de geradores e à maquinaria pesada para a perfuração e fraturamento hidráulico. Também pode haver fuga de gás natural e outros poluentes a partir da água de retorno e da água produzida, quando não adequadamente capturados ou queimados (*flaring*). A necessidade de perfuração de maior quantidade de poços e do emprego do fraturamento hidráulico implica um maior uso de motores a diesel e máquinas diversas com o consequente aumento de emissões em relação àquelas esperadas para a atividade convencional.

O uso de estradas para o trânsito de caminhões, a construção de bases de poços e tanques de água mostram-se como impactos dessa atividade em superfície. Podem contribuir para a redução de impactos: a adoção de bases compartilhadas, que acomodam de seis a dez poços; a otimização da área ocupada para disposição dos equipamentos e instalações; e a utilização de faixas de dutos preexistentes, para minimizar a conversão de áreas em novas faixas de dutos para interligação dos poços.

A atividade deve ser desenvolvida, sempre que possível, considerando a recuperação posterior da área às condições originais. É fundamental, também, a definição de estratégia de monitoramento e calendário de inspeções pós-abandono da área afetada.

A produção de recursos não convencionais aumenta as emissões de gases de efeito estufa?

O diferencial das emissões de gases de efeito estufa na exploração e produção de recursos petrolíferos não convencionais está relacionado à intensidade da atividade de construção de poços e à aplicação do fraturamento hidráulico: transporte de água, areia, etc.; bombeio do fluido de fraturamento e o tratamento e disposição da água de retorno e demais resíduos.

Após o fraturamento hidráulico, uma mistura de fluido de fraturamento (água e produtos químicos), contendo metano, retorna à superfície (*flowback*). Esta seria a fase de maior risco no que concerne à emissão de gases de efeito estufa, embora a captura ou queima do gás seja normalmente realizada.

É possível, contudo reduzir tais emissões pelo emprego da técnica de “completação verde”. Concluída a etapa de preparação do poço para produção, ou após uma intervenção, é praxe

limpar detritos e fluidos de retorno do fraturamento. Os métodos convencionais para a limpeza incluem o direcionamento da produção do poço a um tanque para recolhimento de areia, cascalhos e fluidos do reservatório, visando à destinação correta desses rejeitos. A técnica implica na utilização de separadores para a captura e destinação do gás natural durante as atividades de completação (preparação do poço para a fase de produção) e manutenção do poço.

Outra fonte importante de emissões é o vazamento não intencional de gás (emissão fugitiva), a partir de válvulas, cabeça do poço, outros equipamentos e acidentes. Emissões acidentais de gás metano podem ocorrer, também, devido a fissuras no revestimento do poço, fissuras no sistema de captação e durante o armazenamento na superfície e no transporte até a unidade de processamento, exigindo o constante monitoramento das instalações para a sua prevenção e mitigação.

Deve-se considerar que, em termos de balanço das emissões, estas seriam compensadas caso o gás se destine a substituir a queima de carvão ou óleo combustível em usinas termelétricas, combustíveis mais impactantes em termos de emissões de gases de efeito estufa.

Relatório recente, elaborado pelo governo escocês, sugere que a emissão de gases de efeito estufa, por unidade de energia de gás não convencional produzida, será provavelmente equivalente àquela derivada da atividade convencional.

Já existem instrumentos de regulação adequados no Brasil para que a atividade de exploração e produção de recursos não convencionais seja realizada de forma segura?

Conforme mencionado, a Resolução ANP nº 21, de 2014 foi elaborada após ampla pesquisa da legislação internacional e das melhores práticas da indústria. A Resolução buscou garantir que as atividades venham a ser realizadas com o máximo rigor, no que concerne à segurança operacional e à proteção da saúde humana e do meio ambiente.

A sua aplicação, à medida que a atividade se desenvolva no Brasil, permitirá os ajustes e refinamentos necessários.

A Resolução ANP substitui o licenciamento ambiental da atividade?

Não. A realização de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional, por qualquer concessionário, dependerá, necessariamente, de autorização expressa da ANP, conforme prevista na Resolução ANP nº 21, de 2014. Tal autorização, por sua vez, exigirá a apresentação da respectiva licença ambiental, emitida pelo órgão competente, para a fase correspondente da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural (perfuração de poço, produção para pesquisa sobre a viabilidade econômica e produção efetiva para fins comerciais - Resolução CONAMA nº 23, de 1994).

Para cada licença, há exigência pelo órgão ambiental competente de estudos de impacto, nos quais deverão estar caracterizadas as feições críticas e áreas sensíveis, inclusive corpos hídricos, e as respectivas medidas de prevenção e mitigação de impactos potenciais negativos ao meio ambiente e à saúde humana.

Em qual nível de governo será realizado o licenciamento ambiental para as atividades relacionadas à exploração e produção de recursos não convencionais?

A Lei Complementar 140¹⁴⁵, de 8 de dezembro de 2011, determina que “cabe à União o licenciamento ambiental de empreendimentos e atividades: a) localizados ou desenvolvidos conjuntamente no Brasil e em país limítrofe; b) localizados ou desenvolvidos no mar territorial, na plataforma continental ou na zona econômica exclusiva; c) localizados ou desenvolvidos em terras indígenas; d) localizados ou desenvolvidos em unidades de conservação instituídas pela União, exceto em Áreas de Proteção Ambiental (APAs); e) localizados ou desenvolvidos em 2 (dois) ou mais Estados; f) de caráter militar, excetuando-se do licenciamento ambiental, nos termos de ato do Poder Executivo, aqueles previstos no preparo e emprego das Forças Armadas; g) destinados a pesquisar, lavar, produzir, beneficiar, transportar, armazenar e dispor material radioativo, em qualquer estágio, ou que utilizem energia nuclear em qualquer de suas formas e aplicações, mediante parecer da Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen); ou h) que atendam tipologia estabelecida por ato do Poder Executivo, a partir de proposição da Comissão Tripartite Nacional, assegurada a participação de um membro do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama), e considerados os critérios de porte, potencial poluidor e natureza da atividade ou empreendimento”.

Aos Estados, caberia promover o licenciamento ambiental de atividades ou empreendimentos utilizadores de recursos ambientais, efetiva ou potencialmente poluidores ou capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental, ressalvado o disposto nos arts. 7º e 9º (aqueles que definem as atribuições da União e as de responsabilidade municipal). Aos municípios cabe o licenciamento das atividades de caráter estritamente local “considerados os critérios de porte, potencial poluidor e natureza da atividade”, conforme tipologia definida pelos respectivos Conselhos Estaduais de Meio Ambiente.

Atualmente, no que se refere à exploração e produção de petróleo e gás natural em terra, o licenciamento ambiental é realizado pelos órgãos estaduais de meio ambiente. São exceções o licenciamento de dutos e linhas de aquisição de dados sísmicos, que se estendam ao longo de dois ou mais estados, para os quais cabe ao Ibama a condução do processo.

No entanto, o Decreto nº 8.437, 22 de abril de 2015, ao regulamentar a Lei Complementar nº 140/2011, transferiu ao órgão ambiental federal a competência de licenciamento da “**produção**, quando realizada a partir de recurso não convencional de petróleo e gás natural, em ambiente marinho¹⁴⁶ e em zona de transição terra-mar (*offshore*) ou terrestre (*onshore*), compreendendo as atividades de perfuração de poços, fraturamento hidráulico e implantação de sistemas de produção e escoamento” (grifo nosso).

¹⁴⁵ “Fixa normas [...] para a cooperação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios nas ações administrativas decorrentes do exercício da competência comum relativas à proteção das paisagens naturais notáveis, à proteção do meio ambiente, ao combate à poluição em qualquer de suas formas e à preservação das florestas, da fauna e da flora”.

¹⁴⁶ Como se observou acima, não se cogita na exploração e produção de óleo e gás natural não convencionais em ambiente marinho. A menção a esse ambiente no Decreto está relacionada à possível ocorrência de hidratos de metano em fundos submarinos, ainda sem exploração comercial em escala mundial.

De acordo com a definição contratual da ANP, a fase de produção de uma determinada área é claramente delimitada pela “declaração de comercialidade”, por parte do concessionário, a seu exclusivo critério, desde que cumprido o Plano de Avaliação de Descoberta ou o Plano de Exploração e Avaliação de Recursos Não Convencionais aprovado pela ANP. A partir daí, cabe ao concessionário elaborar um “plano de desenvolvimento” e submetê-lo à aprovação da Agência.

Uma interpretação estrita da norma legal levaria a que o licenciamento ambiental, no caso dos recursos não convencionais se inicie sob a responsabilidade estadual e seja transferido ao Ibama, apenas na fase de “produção”. No entanto, dada a especificidade das jazidas não convencionais, o fraturamento hidráulico será necessário, tanto ao longo da fase de exploração, para a delimitação e dimensionamento das jazidas, essenciais para a declaração de comercialidade, quanto para a produção propriamente dita.

Não há ainda consenso quanto à questão, entre as partes envolvidas.

A exploração e produção de recursos não convencionais demanda obrigatoriamente a publicação de uma Resolução do Conselho Nacional de Meio Ambiente (Conama) a respeito?

Uma Resolução CONAMA poderia ser importante por vincular a atuação, tanto do órgão federal de meio ambiente, quanto dos estaduais, contribuindo para a uniformização de procedimentos. No entanto, caso prevaleça a concepção de que o licenciamento de todo o ciclo de exploração e produção de recursos não convencionais passe à responsabilidade do Ibama, uma simples portaria do Ministério do Meio ambiente - MMA poderia, se necessário, balizar o processo.

Deve-se lembrar, contudo, que a legislação vigente prevê o licenciamento ambiental de atividades (aquisição sísmica; perfuração; teste de longa duração; e produção e escoamento) e não de técnicas de estimulação, tais como o fraturamento hidráulico.

Cabe avaliar a necessidade de elaboração prévia de norma complementar pelo Conama, relativa a restrições, condicionantes e medidas de mitigação para a o fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais ou, alternativamente, exercer o acompanhamento da atividade com base nas prerrogativas usuais do licenciamento, até que se tenham elementos mais concretos para a proposição ao Conama.

Vale dizer que essa última alternativa foi a apontada pelo Ibama, a partir de questionamento do TCU¹⁴⁷:

¹⁴⁷ O Acórdão 3639/2013-TCU-Plenário, de 10/12/2013, determinou que o Ibama apresentasse avaliação sobre a pertinência de se propor ao Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama) a “definição de condições, padrões, critérios e diretrizes para o licenciamento ambiental de atividades de produção de petróleo e gás natural que empreguem o método de fraturamento hidráulico”. A resposta do Ibama, conforme relatada pelo TCU, destacou a “independência dos órgãos ambientais estaduais (entre eles e entre o próprio Ibama), quanto ao licenciamento ambiental de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, bem como a necessidade de avaliação caso a caso desse tipo de atividade, acarretando a necessidade de ampliação da massa crítica a respeito da prática de fraturamento hidráulico a contar a partir da entrada em operação de empreendimentos que empregassem tal técnica de produção de hidrocarbonetos, mormente gás natural, para aí sim, concluindo, poder futuramente existir necessidade mais concreta para a referida proposição junto ao Conama”.

“...Embora o Ibama esteja envolvido nas discussões relativas ao método de fraturamento hidráulico para exploração de gás de xisto ou ‘shale gas’ em curso entre o Ministério de Minas e Energia e Ministério do Meio Ambiente, considera-se não ser o momento oportuno para proposição de norma ao Conama sobre procedimentos e critérios para o desenvolvimento da atividade, o que dependeria de um maior conhecimento das características dos projetos”.

Entende-se que, a despeito do papel unificador das Resoluções do Conama, é perfeitamente possível ao órgão ambiental, federal ou estadual, definir os estudos necessários para garantir a segurança das operações voltadas a reservatórios convencionais ou não convencionais, sem a necessidade da intermediação do Conselho. Especificamente, em relação aos recursos não convencionais, a Resolução ANP nº 21, de 2014 já aponta um amplo conjunto de medidas de mitigação, baseado em extensa pesquisa da legislação internacional.