

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
CENTRO DE CIÊNCIAS JURÍDICAS E ECONÔMICAS
FACULDADE DE DIREITO**

**A PROTEÇÃO DO MEIO AMBIENTE NA PRODUÇÃO DE
HIDROCARBONETOS NÃO CONVENCIONAIS NO BRASIL**

DENISE DE ALMEIDA PIRES DO ROSÁRIO

RIO DE JANEIRO

2016

DENISE DE ALMEIDA PIRES DO ROSÁRIO

**A PROTEÇÃO DO MEIO AMBIENTE NA EXPLORAÇÃO E
PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS NÃO CONVENCIONAIS NO
BRASIL**

Monografia de final de curso, elaborada no âmbito da graduação em Direito da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como pré-requisito para obtenção do grau de bacharel em Direito, sob a orientação do **Professor Dr. Daniel Braga Lourenço**.

RIO DE JANEIRO

2016

Rosário, Denise de Almeida Pires do.

A proteção do meio ambiente na exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais no Brasil/Rosário, Denise de Almeida Pires do. – 2016.

79 f.

Projeto de Monografia (graduação em Direito) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Centro de Ciências Jurídicas e Econômicas, Faculdade de Direito.

Bibliografia: f. 75-77.

DENISE DE ALMEIDA PIRES DO ROSÁRIO

**A PROTEÇÃO AO MEIO AMBIENTE NA EXPLORAÇÃO E
PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS NÃO CONVENCIONAIS NO
BRASIL**

Monografia de final de curso, elaborada no âmbito da graduação em Direito da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como pré-requisito para obtenção do grau de bacharel em Direito, sob a orientação do **Professor Dr. Daniel Braga Lourenço**.

Data da Aprovação: ___/___/_____

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Daniel Braga Lourenço

Orientador

Membro da Banca

Membro da Banca

RIO DE JANEIRO

2016

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho para os/as amados/as André Bello de Oliveira, Ernesto Almeida do Rosário Bello de Oliveira, Anita Almeida do Rosário Bello de Oliveira, Virgínia de Almeida Pires do Rosário, Luiz Teixeira Pires do Rosário (in memoriam), Gilmar de Lima Martins, Taís Grillo Martins e Edna dos Santos Silvestre.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à sociedade brasileira, à Universidade Federal do Rio Grande do Sul (onde iniciei o curso) e à Universidade Federal do Rio de Janeiro (onde concluo o curso) pela oportunidade de estudar e graduar-me em Direito em instituições públicas, gratuitas e de qualidade.

Agradeço ao meu orientador, Daniel Braga Lourenço, pelos ensinamentos de Direito Ambiental e pela orientação do trabalho.

Agradeço aos demais professores pela formação técnica e humanista em Direito e, aos funcionários e colegas da FND e da UFRGS, pela solidariedade e apoio na troca de conhecimento, informações e materiais ao longo do curso.

Agradeço aos colegas da Petrobras, especialmente ao Ricardo Luiz Vaqueiro de Campos, à Christine Lombardo da Costa Pereira, à Andrea Nicolino de Sá, ao Adriano Fernandes de Moraes e à Cíntia Mara Leal Neves pelos ensinamentos e discussões sobre o processo de exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais e os riscos e impactos potenciais desta atividade.

Agradeço à minha família, amigas e amigos por todo o apoio e parceria nesta longa jornada.

RESUMO

ROSÁRIO, D. A. P. A proteção do meio ambiente na exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais no Brasil. 78 p. Monografia (graduação em Direito) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

A 12ª Rodada de Licitações, realizada pela ANP, em 2013, possibilitou atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural para “Recursos Não Convencionais”, processo ainda desconhecido em nosso país e que tem suscitado a reação de diversas organizações da sociedade civil e do Ministério Público Federal, em virtude dos riscos e impactos ambientais potencialmente decorrentes de sua realização. Neste trabalho, é avaliada a existência de lacunas na regulação brasileira aplicável ao gerenciamento dos riscos e impactos ambientais decorrentes desta atividade, especialmente da exploração e produção do gás de folhelho (*shale gas*), por meio de revisão bibliográfica da literatura técnica especializada, de análise das normas vigentes e da jurisprudência. As principais lacunas identificadas referem-se ao descumprimento da Portaria Interministerial nº 198, de 5.4.2012 (não foi realizada a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar previamente à 12ª Rodada) e limitações das normas vigentes para a mitigação dos impactos desta atividade, especialmente sobre a biodiversidade e os solos, para a recuperação de ecossistemas degradados e para o monitoramento ambiental, o que transfere para o processo de licenciamento ambiental decisões sobre procedimentos que não deveriam ser discricionárias.

Palavras-chave: exploração e produção, hidrocarbonetos não convencionais, gás de folhelho, regulação, impacto ambiental, risco ambiental.

ABSTRACT

The 12th Bidding Round of Blocks for Exploration and Production of Petroleum and Natural Gas, under the concession regime developed from ANP, in 2013, enabled the unconventional oil and gas exploration and production. As this is not a well-known process in our country, it has raised the reaction of numerous civil society organizations and also the *Ministério Público Federal*, by virtue of the risks and potential environmental impacts due to the activity's execution. This work evaluates the existence of gaps in Brazilian regulation applied to the management of the risks and potential environmental impacts resulted from the activity, especially the shale gas' exploration and production. This evaluation is based in the technical specialized literature, current regulations and jurisprudence. The main regulatory gaps identified referred to the noncompliance of the *Portaria Interministerial n° 198*, published in April 5th 2012 (the Environmental Sedimentary Area Evaluation was not done before the 12th Bidding Round of Blocks) and limitations of the current regulations in order to mitigate the activities' impacts, especially concerning biodiversity and soil, to recover degraded ecosystems and to monitor environmental parameters. All those gaps transfer to the environmental licensing process decisions, related to procedures, that should not be discretionary.

Key-words: exploration and production, unconventional oil and gas, shale gas, regulation, environmental impact, environmental risk.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	5
2.	RISCOS E IMPACTOS AO MEIO AMBIENTE NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS NÃO CONVENCIONAIS	10
2.1	Descrição do processo de exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais	10
2.1.1	Aquisição geofísica	13
2.1.2	Perfuração exploratória e Fraturamento Hidráulico	13
2.1.3	Desenvolvimento da produção	19
2.1.4	Produção, operação e manutenção	21
2.1.5	Descomissionamento	21
2.1.6	Devolução e recuperação das áreas	22
2.2	Descrição dos riscos e impactos potenciais à biodiversidade na exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais	22
2.2.1	Mudança do uso da terra e impactos à biodiversidade	24
2.2.2	Degradação e contaminação do solo	26
2.2.3	Impacto nas águas superficiais	28
2.2.4	Impactos nas águas subterrâneas	29
2.2.5	Poluição Atmosférica e Mudanças climáticas	31
2.2.6	Impactos cumulativos	32
2.3	Especificidades da atividade que devem ser consideradas na elaboração do marco regulatório	33
3.	LEGISLAÇÃO E JURISPRUDÊNCIA APLICÁVEL AO GERENCIAMENTO DE IMPACTOS E RISCOS AO MEIO AMBIENTE ASSOCIADOS À EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS NÃO CONVENCIONAIS NO BRASIL	37
3.1	Análise da legislação	37

3.1.1	Avaliação integrada dos impactos	38
3.1.2	Mudança do uso da terra e conservação da biodiversidade	43
3.1.3	Proteção dos solos	49
3.1.4	Proteção dos recursos hídricos superficiais	51
3.1.5	Proteção das águas subterrâneas	52
3.1.6	Qualidade do ar e mudanças climáticas.	54
3.2	Análise da jurisprudência	54
4.	AVALIAÇÃO DE LACUNAS REGULATÓRIAS NO GERENCIAMENTO DE RISCOS E IMPACTOS AO MEIO AMBIENTE ASSOCIADOS ÀS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE GÁS DE FOLHELHO NO BRASIL	58
4.1.1	Avaliação integrada dos impactos	58
4.1.2	Mudança do uso da terra e conservação da biodiversidade	61
4.1.3	Proteção dos solos	62
4.1.4	Proteção dos recursos hídricos superficiais	63
4.1.5	Proteção dos recursos hídricos subterrâneos	64
4.1.6	Qualidade do ar e mudanças climáticas	65
5.	CONCLUSÕES	66
6.	BIBLIOGRAFIA	68
7.	GLOSSÁRIO	71

INTRODUÇÃO

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) realizou, em novembro de 2013, a 12ª Rodada de Licitações, que previu atividades de Exploração e Produção (E&P) de Petróleo e Gás Natural em sistemas petrolíferos convencionais, possibilitando também o exercício destas atividades para “Recursos Não Convencionais” (ANP, 2013).

Nesta rodada, a ANP ofertou 240 blocos com risco exploratório, dos quais foram arrematados 72. Os blocos arrematados localizam-se nas bacias sedimentares do Recôncavo (Bahia), Paraná (Paraná e São Paulo), Alagoas, Sergipe, Parnaíba (Piauí) e Acre (Acre/Amazonas), com a assinatura de 62 contratos de concessão relativos à 12ª Rodada de Licitações¹.

O recente desenvolvimento da tecnologia de faturamento hidráulico tem propiciado a expansão das atividades de exploração e produção (E&P) de hidrocarbonetos não convencionais (HNC), consolidando o uso desta fonte de energia e provocando questionamentos sobre os riscos ambientais associados em todo o mundo, especialmente os possíveis danos ao solo, águas superficiais e subterrâneas, destruição de habitats e poluição atmosférica (RICHARDSON et al., 2013).

A Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do Reino Unido (AMEC, 2013) identificou efeitos potencialmente positivos das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais para a população, tais como aumento de empregos e melhorias da infraestrutura local, e para avaliação de recursos (identificação de reservas adicionais de hidrocarbonetos), bem como prováveis efeitos negativos significativos sobre os ecossistemas, mudanças climáticas e geração de resíduos e efluentes, na escala local, em comparação aos efeitos das atividades de óleo e gás convencionais. Também foram identificados efeitos negativos potenciais para a população, saúde, uso da terra, geologia e solos, água, ar, uso de recursos e paisagem. Estes efeitos, contudo, podem ser potencialmente significativos sob cenários de alta atividade e dependendo de fatores de incerteza, tais como a locação,

¹ http://www.brasil-rounds.gov.br/round_12/index.asp

distribuição e infraestrutura, associados com a natureza, qualidade e proximidade de receptores sensíveis (comunidades, habitats, paisagens) (AMEC, 2013).

Conforme mencionado por FROHLICH E MORGADO (2014), desde que a ANP noticiou que, na 12ª Rodada de Licitações para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (12ª Rodada), ofertaria também áreas com potencial para a exploração e produção de recursos não convencionais, visando ampliar as informações sobre as reservas e a viabilidade desta atividade no Brasil, ocorreram diversas manifestações requerendo que esta atividade não fosse iniciada sem a realização prévia de estudos apropriados e de uma ampla discussão como a sociedade.

Inicialmente, em 2013, a Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência (SBPC) e da Academia Brasileira de Ciências (ABC) enviaram uma carta à Presidência da República, solicitando a moratória desta atividade até que fossem realizados estudos sobre a real potencialidade da utilização do fraturamento hidráulico e dos seus possíveis prejuízos ambientais. No mesmo ano, a 4ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal (MPF) emitiu a Recomendação nº 01/13 ao Ministério de Minas e Energia (MME) e à ANP, solicitando a realização de uma Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) para elucidação dos riscos e impactos da atividade, bem como a suspensão da 12ª Rodada de Licitações.

Ainda em 2013, o Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás (GTPEG), composto por representantes do Ministério do Meio Ambiente (MMA), do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio) e do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e com a contribuição da Agência Nacional de Águas (ANA), elaborou o Parecer Técnico nº 03/13 sobre as áreas que seriam ofertadas na 12ª Rodada. Além da avaliação sobre as restrições ambientais dos blocos, o Parecer Técnico GTPEG nº 03/13 abordou especificamente os riscos ambientais associados à exploração e produção de *shale gas*, sustentando em sua conclusão que não existem elementos suficientes para uma tomada de decisão informada sobre a exploração de gás não convencional no Brasil e que devem ser adotadas medidas para a intensificação do debate na sociedade brasileira sobre os impactos e os riscos ambientais envolvidos nessa atividade, assim como para o avanço na elaboração de normas e procedimentos para uma atuação segura. O referido parecer recomendou também a adoção da Avaliação Ambiental de

Área Sedimentar (AAAS), instrumento previsto na Portaria Interministerial MME/MMA nº 198, de 5.4.2012.

No mesmo sentido, a Associação Brasileira de Engenharia Sanitária e Ambiental (ABES), Associação Nacional dos Serviços Municipais de Saneamento (ASSEMAE), Associação Brasileira das Empresas Estaduais de Saneamento (AESBE), Associação Brasileira das Concessionárias Privadas de Serviços Públicos de Água e Esgoto (ABCON), Associação de Servidores da Agência Nacional de Águas (ASAGUAS), Associação dos Engenheiros da Petrobras (AEPET), Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco (CBHSF), Federação Nacional dos Urbanitários (FNU), Federação Interestadual de Sindicatos de Engenheiros (FISENGE), Federação Única dos Petroleiros (FUP), Fórum Nacional de Comitês de Bacias Hidrográficas, Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB) e o Sindicato Unificado dos Petroleiros do Estado de São Paulo também encaminharam carta aberta à Presidência que indicando a precariedade dos estudos permissivos à concessão do gás de folhelho.

Às vésperas e durante a realização da 12ª Rodada. Em 26.11.13, foi ajuizada a Ação Popular nº 0142635-78.2013.4.02.5101 pelo cidadão José Maria Ferreira Rangel perante a Justiça Federal do Rio de Janeiro, visando à suspensão da 12ª Rodada de Licitações, com fundamento nos riscos ambientais da atividade de fraturamento hidráulico.

Após a realização da licitação, o Ministério Público Federal (MPF) propôs Ações Cíveis Públicas (ACPs) em todos os estados em que os referidos blocos foram arrematados, em virtude dos riscos ambientais decorrentes da atividade de exploração e produção de reservatórios não convencionais. Em todas as ações foram proferidas decisões liminares suspendendo os efeitos de contratos de concessão ou a assinatura dos contratos. Além disso, a Diretoria Colegiada da ANP determinou a anulação da assinatura do contrato de concessão referente ao bloco localizado na Bacia de Parnaíba, em função de decisão judicial.

Apesar de algumas variações entre os pedidos feitos pelo MPF nas ACPs, todos solicitam a suspensão imediata dos efeitos da 12ª Rodada de Licitações para exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais (HNC) até que sejam realizados estudos que demonstrem, ou não, a viabilidade ambiental da utilização da técnica de fraturamento hidráulico, que ocorra a prévia regulação desta atividade pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) e a

realização da Avaliação Ambiental de Área Sedimentar² (AAAS) para avaliação da viabilidade ambiental da atividade e para possibilitar a adequada participação técnica e da sociedade.

Neste contexto, o objetivo deste trabalho é contribuir com a avaliação da existência de lacunas na regulação brasileira aplicável ao gerenciamento dos riscos e impactos ambientais decorrentes da exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais, especialmente o gás de folhelho (shale gas).

A metodologia a ser utilizada compreende o levantamento teórico a partir de pesquisa bibliográfica sobre o processo industrial abordado, os impactos e riscos ambientais decorrentes deste processo e as medidas para a sua mitigação.

A partir da identificação dos impactos e das medidas mitigadoras, será realizada pesquisa da legislação ambiental e da jurisprudência aplicável, com o objetivo de avaliar se as medidas mitigadoras de impactos e riscos indicadas pela literatura técnica se encontram contempladas, total ou parcialmente, na legislação vigente, bem como de identificar as potenciais lacunas regulatórias.

No primeiro capítulo, é apresentada a descrição da atividade, dos principais riscos e impactos ao meio ambiente associados, bem como de especificidades deste processo produtivo que devem ser observados na regulação.

No segundo capítulo, é apresentada uma revisão da legislação aplicável à proteção do meio ambiente e da jurisprudência sobre aspectos ambientais da atividade de exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais. Em relação à legislação, neste trabalho foram considerados os aspectos ambientais presentes no marco regulatório da indústria de óleo e gás e na legislação ambiental federal aplicável aos riscos e impactos ao meio ambiente identificados neste estudo.

No terceiro capítulo, os principais risco e impactos ambientais identificados na revisão bibliográfica são confrontados com a legislação vigente, visando à identificação de eventuais

² Estudo previsto na Portaria Interministerial MMA/MME nº 198, de 05 de abril de 2012.

lacunas regulatórias na proteção do meio ambiente. Por fim, são apresentadas as considerações finais deste estudo.

RISCOS E IMPACTOS AO MEIO AMBIENTE NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS NÃO CONVENCIONAIS

Neste capítulo, será apresentada a descrição dos principais aspectos do processo de exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais associados a possíveis impactos ou riscos ao meio ambiente.

Após a descrição da atividade, será apresentada a revisão bibliográfica sobre os principais riscos e impactos ambientais associados a este processo, compreendendo os aspectos relacionados a mudanças do uso da terra e biodiversidade, à degradação e contaminação dos solos, aos impactos nas águas superficiais e subterrâneas, à poluição atmosférica e mudanças climáticas e também os impactos cumulativos, decorrentes da elevada intensidade de operações, em larga escala.

Também serão analisadas questões específicas desta atividade, que tornam a sua regulação e controle mais complexos, podendo afetar a eficácia da aplicação da legislação aplicável.

2.1 Descrição do processo de exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais

Os hidrocarbonetos não convencionais (HNC) são compostos gerados dentro de formações com baixíssimas permeabilidades (ZOU, 2013). O gás de folhelho (*shale gas*), traduzido equivocadamente como “gás de xisto” nas ACPs promovidas pelo MPF e na mídia não especializada, é um tipo de HNC, especificamente um gás natural, em que o folhelho é tanto a rocha geradora como o reservatório produtor (EIA, 2014).

O folhelho é um tipo comum de rocha sedimentar, formada pela deposição de lama, silte, argila e matéria orgânica em ambientes de baixa energia, apresentando camadas com laminações paralelas e com baixíssima permeabilidade (MAIR et al., 2012).

O óleo e o gás são gerados em folhelhos ricos em matéria orgânica, mas parte do óleo e do gás pode ser expelida e migrar para rochas permeáveis, como arenitos ou rochas

carbonáticas, que são denominadas de reservatórios convencionais. Praticamente toda a produção de petróleo e gás, historicamente, foi feita nestes reservatórios, até o desenvolvimento de tecnologias, especialmente o fraturamento hidráulico, que possibilitaram a exploração diretamente da rocha geradora (folhelho). O potencial de produção de gás e óleo nestas rochas é imenso, pois a maior parte dos hidrocarbonetos (mais que 50% do que é gerado) permanece aprisionado em nanoporos e microfraturas (ZOU, 2013) ou adsorvido em minerais ou matéria orgânica na rocha geradora (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY *et al.*, 2009).

Um típico folhelho não fraturado tem a permeabilidade da matriz na ordem de 0,01 a 0,00001 millidarcies (mD) (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY *et al.*, 2009). Em função da baixa permeabilidade, o gás não flui através da rocha, como ocorre nos reservatórios convencionais, tornando a produção em reservatórios não convencionais mais complexas (OECD AND IEA, 2012). O fraturamento do reservatório normalmente é necessário para criar permeabilidade artificialmente, sendo o fraturamento hidráulico o principal método utilizado para a estimulação destes folhelhos (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY *et al.*, 2009).

Desta forma, apesar do gás de folhelho ser conhecido há décadas, somente no final da década de 1990 o desenvolvimento de duas tecnologias permitiu que a sua produção se tornasse economicamente viável - a perfuração horizontal e o fraturamento hidráulico (IPIECA AND OGP, 2012), somado ao rápido aumento nos preços do gás natural (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY *et al.*, 2009).

As formações geológicas de gás (e óleo) de folhelho ocorrem tipicamente em grandes extensões e os alvos para a exploração do gás são os depósitos que preservaram frações significativas de hidrocarbonetos (ZOU, 2013), denominados *sweet spots*.

Considerando a extensão e as características destes reservatórios, a recuperação economicamente viável do gás de folhelho depende da produção de um grande número de poços, construídos com técnicas de perfuração horizontal e com utilização do fraturamento hidráulico multiestágio, além de longos períodos de produção em um único poço (ZOU, 2013).

As principais fases da extração de gás de folhelho são a exploração, a produção e o abandono, que podem ser divididas em seis etapas. A exploração compreende as etapas de sísmica e perfuração exploratória com fraturamento hidráulico, a produção compreende o

desenvolvimento da produção e a operação e manutenção, enquanto o abandono compreende os estágios de descomissionamento de poços e recuperação e devolução. As principais atividades desenvolvidas em cada etapa são descritas no Quadro 1.

Quadro 1: Principais atividades em cada estágio do ciclo de vida da exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais.

Fases	Etapas	Principais atividades*	
Exploração	Aquisição Geofísica	Seleção e caracterização do sítio	
		Levantamento geofísico, por meio de métodos sísmicos	
	Perfuração exploratória e fraturamento hidráulico	Preparação da base e das vias de acesso	
		Construção e completação do poço	
Produção	Desenvolvimento da Produção	Fraturamento hidráulico	
		Teste do poço	
		Fornecimento das conexões de dutos	
		Possível refraturamento	
		Produção de gás/óleo	
		Geração e disposição de rejeitos	
	Produção, operação e manutenção	Geração de energia, uso de produtos químicos e monitoramento do reservatório	
		Monitoramento ambiental e da integridade do poço	
		Abandono	Arrasamento do poço
			Remoção de equipamentos do sítio
Monitoramento ambiental e da integridade do poço			
Recuperação e devolução do sítio	Estudo pré-devolução e inspeção		
	Recuperação do sítio		

Fonte: Adaptado de AMEC (2013).

* As atividades relacionadas a estudos e licenciamento ambiental não serão consideradas neste item.

2.1.1 Aquisição geofísica

Na etapa de aquisição geofísica, são realizados os levantamentos sísmicos. Estes estudos são fundamentais para a avaliação do potencial de produção de hidrocarbonetos nas bacias sedimentares. Os estudos sísmicos iniciam com a produção de ondas sísmicas, que podem ser geradas por diversos métodos, sendo comum a utilização de cargas sismográficas ou o uso de grandes caminhões especiais (*vibroiseis*), que geram pequenas vibrações no solo. As ondas sísmicas propagam-se na sub-superfície e são refletidas pelas rochas. As ondas refletidas são captadas por sensores denominados geofones e analisadas para gerar o imageamento da estrutura geológica profunda (AMEC, 2015).

2.1.2 Perfuração exploratória e Fraturamento Hidráulico

A etapa de perfuração exploratória consiste na perfuração de um pequeno número de poços, normalmente verticais, os quais são testados para determinar se o gás presente pode ser extraído. Esta etapa pode contemplar uma fase de avaliação, onde mais poços são perfurados para caracterizar o reservatório, examinar como as fraturas tendem a se propagar e verificar se a produção de gás pode ser economicamente viável. Poços adicionais podem ser perfurados para certificar a viabilidade econômica da formação em longo prazo (MAIR et al., 2012).

As principais atividades associadas à etapa de perfuração exploratória consistem na preparação da base e das vias de acesso, na construção e completação do poço, no fraturamento hidráulico e no teste do poço.

Esta atividade inicia após a definição do local em que o poço será perfurado e a realização dos estudos ambientais requeridos neste estágio, e inclui a remoção da vegetação e nivelamento e compactação de uma área com tamanho suficiente para suportar a movimentação de equipamentos e veículos pesados que transportarão equipamentos para a perfuração e o fraturamento hidráulico. Este preparo pode contemplar a remoção e a estocagem do *topsoil* para ser utilizado posteriormente na recuperação da área, a colocação de agregados de argila compactada sobre uma manta geotêxtil impermeável para a proteção do solo, a instalação de estruturas para contenção de erosão e de sedimentos ao redor da base, bem como um sistema de drenagem para contenção de eventuais vazamentos. Nos EUA, em muitas bases são construídos diques para armazenamento de fluidos de perfuração e de água doce, mas também

ocorre a utilização de tanques. O tamanho da base nesta etapa é variável, ocupando entre um e dois hectares. AMEC (2015) menciona, como exemplo, a área ocupada em um projeto da empresa Cuadrilla, no Reino Unido, que contempla aproximadamente 1,5ha para a base de poço, mais um hectare para trabalhos de superfície, no entorno da base, e ainda cerca de 5,5ha adicionais para coleta e armazenamento de água, linhas de produção e dutos e cercamento.

Os equipamentos instalados na base de poço podem incluir diques, tanques, equipamentos de fraturamento hidráulico, equipamentos para abatimento de emissões na completação, equipamentos para produção, tais como separadores e tanques para a água produzida.

Também devem ser construídas as estradas de acesso às bases de poços. Nos EUA, a área ocupada por vias de acesso e utilidades associadas a cada base de poço é estimada em 1,6ha ao longo do tempo de operação do poço (AMEC, 2015).

Os poços são perfurados com sondas (Figura 1) que podem ser de diferentes tamanhos, sendo que para poços mais profundos ou para a perfuração da sessão horizontal do poço costumam ser utilizadas sondas maiores. Normalmente, poços verticais tendem a acessar apenas um pequeno volume do reservatório. Em geral, quando o folhelho é alcançado pela perfuração vertical, a perfuração é desviada para acompanhar o ângulo da formação alvo (MAIR et al., 2012).

É possível a utilização de mais de um tipo de sonda na perfuração, embora não ao mesmo tempo. As sondas menores podem ser usadas na seção vertical do poço, enquanto as maiores podem ser usadas na seção horizontal. Embora a operadora possa otimizar o uso dos recursos e o custo com a utilização de duas sondas, o processo de montagem, transporte e desmontagem de mais de uma sonda pode duplicar o impacto ambiental associado a este processo, em função do grande número de caminhões envolvidos no transporte de uma sonda. Os equipamentos auxiliares para a perfuração compreendem tanques para água, combustível e fluido de perfuração, geradores, compressores, equipamentos de controle de sólidos, válvulas de segurança, estaleiros e casario (alojamentos, escritório, laboratório).



Figura 1: Imagem de uma sonda de perfuração em Ohio, EUA. Fonte: *Oil and Gas Investor*³.

Durante a perfuração são instalados diversos revestimentos, com diâmetros decrescentes na medida que maiores profundidades são atingidas, os quais possuem diferentes funções (Figura 2). O primeiro revestimento a ser instalado é o condutor (*conductor casing*), que serve como fundação para o poço e para evitar que o solo na superfície desmorone. Na fase seguinte o poço é perfurado e selado com o revestimento de superfície (*surface casing*), que isola toda a extensão que atravessa formações com aquíferos de água doce, desde a superfície. Nesta fase também ocorre a cimentação, que consiste no bombeamento de cimento para a toda o espaço situado entre o revestimento de superfície e a parede do poço, servindo como uma proteção adicional entre o poço e os aquíferos. Na fase seguinte é instalado o revestimento intermediário, que isola as zonas compostas por aquíferos salobros e salinos, evitando instabilidade ou pressões anormais. Este revestimento pode ser selado com cimento até a base do revestimento de superfície ou até a superfície. Na fase final, o poço é perfurado até a formação alvo ou a zona de gás de folhelho e é instalado o revestimento de produção, que pode ser cimentado até a base do revestimento intermediário ou até a superfície, dependendo da profundidade do poço e das condições geológicas.

³ Oil and Gas Investors. Página eletrônica: <http://www.oilandgasinvestor.com/utica-shale-bulks-812591>. Acessada em 15/11/2016.

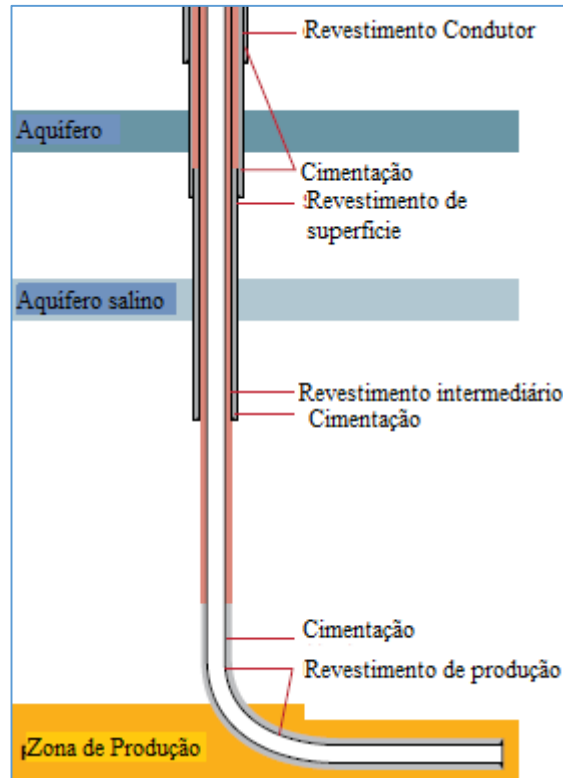


Figura 2: Esquema exemplificativo de um poço de exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais. Fonte: Adaptado de Mair *et al.* (2012).

No componente horizontal do poço, o revestimento e a cimentação devem ser perfurados para possibilitar o controle do local onde ocorrerá o fraturamento. O último passo antes do fraturamento é a instalação da cabeça do poço (*wellhead*), que é projetada para suportar as pressões de fraturamento e para a realização desta operação.

Após a perfuração do revestimento ter sido feita e testada, inicia o processo de fraturamento hidráulico. Esta atividade é bastante intensiva em recursos e equipamentos, envolvendo o armazenamento prévio de grandes volumes de água e dos produtos químicos utilizados na produção dos fluidos, o tráfego de dezenas de caminhões, a utilização de bombas, bombas, compressores, tanques ou diques para o armazenamento da água de retorno e do cascalho de perfuração gerado, entre outros, o que requer uma grande base para as operações (Figura 3).

O fraturamento hidráulico inicia com o bombeamento do fluido de fraturamento no poço, sob pressões elevadas (entre 10.000 a 15.000 psi, podendo atingir, excepcionalmente, 20.000 psi), gerando fraturas na rocha. O fraturamento hidráulico é feito em múltiplos estágios, cada qual contemplando uma fração do comprimento do componente horizontal do poço, iniciando

pela porção final do poço. Após o fraturamento de cada estágio são instalados tampões especiais (*plugs*) para isolar a área fraturada e conter a liberação de fluidos (o retorno do fluido utilizado na perfuração e o gás ou óleo do reservatório), possibilitando o fraturamento de um novo estágio. Durante todo o processo de fraturamento hidráulico são realizados testes de pressão e monitoramento das condições e da integridade do poço.



Figura 3: Imagem da atividade de fraturamento hidráulico. Fonte: *The American Oil and Gas Reporter*⁴.

O fluido de fraturamento consiste em água, agente de sustentação⁵ (propante) e produtos químicos diversos, que são adicionados para induzir e manter a permeabilidade. A composição desse fluido depende das condições de cada reservatório, mas as proporções compreendem cerca de 98-99% de água, 1-2% de propante e frações menores de produtos químicos como redutores de fricção (0,025% do volume total, normalmente poliacrilamida), desinfetantes (0,005-0,5%, normalmente glutaraldeído), surfactantes (0,05-0,2%), espessantes (polímeros de celulose ou goma guar), inibidores de incrustação (*scale inhibitors*), ácido clorídico, inibidores de corrosão (alguns ácidos). Quanto ao volume de água utilizado na preparação do fluido de fraturamento, AMEC (2015) apresenta valores indicados por diversas fontes, que variam, predominantemente, entre 9000m³ e 29000m³.

⁴ The American Oil & Gas Reporter. Endereço eletrônico: <http://www.aogr.com/magazine/cover-story/leading-operators-improve-efficiency-and-effectiveness-of-multiwell-pad-ops>. Acessado em 15/11/2016.

⁵ Conforme a Resolução ANP nº 21/2014, art. 1º, parágrafo único, I: “Agente de Sustentação: material granular utilizado no fraturamento hidráulico para sustentar a fratura, impedindo seu fechamento após a interrupção da injeção do fluido de fraturamento e possibilitando a obtenção de um canal permanente de fluxo entre formação e poço, depois de concluído o bombeio de fluido e propagação da fratura. São exemplos: as areias, as areias tratadas com resina, os grãos cerâmicos e a bauxita”.

Quando a pressão é aliviada, parte do fluido de fraturamento retorna à superfície através do poço, juntamente com água e minerais dissolvidos das rochas do reservatório. Esta mistura, normalmente muito salina, é conhecida como água de retorno⁶ (flowback water). A proporção do fluido de fraturamento que retorna pode variar muito de poço, dependendo das propriedades das rochas da formação, do fraturamento e do tipo de fluido de fraturamento usado, havendo registros de 10 até 75% (AMEC, 2015). Enquanto a água de retorno é gerada no período inicial da completação do poço, nos primeiros dias ou semanas após a injeção do fluido de fraturamento, pode haver a geração de *água produzida*, a água presente na própria formação produtora do gás ou óleo, em pequenos volumes, ao longo do período de operação do poço.

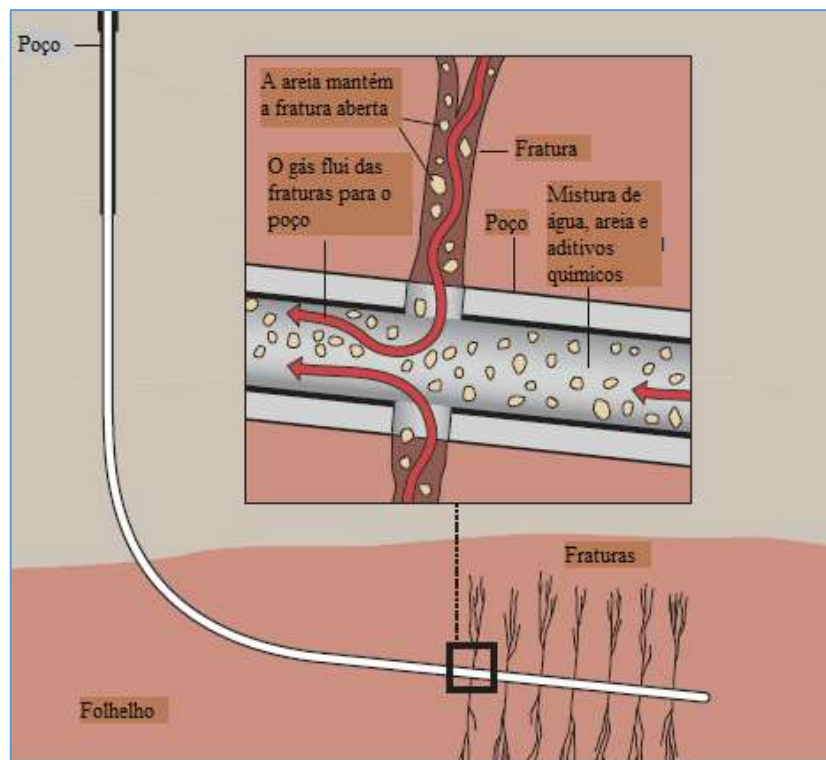


Figura 4: Representação esquemática do fraturamento hidráulico. Os fluidos são injetados sobre pressão para estimular o folhelho. As fraturas são abertas e preenchidas pela areia presente no fluido de fraturamento. A areia mantém as fraturas abertas, possibilitando o fluxo de gás para o poço. Fonte: Adaptado de Mair *et al.* (2012).

Em virtude do volume de água de retorno gerada, é necessária a previsão de local para armazenamento antes do tratamento e disposição ou reúso deste efluente. Nos EUA, o armazenamento é feito em bacias de contenção abertas, o que não é permitido no Reino Unido.

⁶ A água de retorno é denominada, conforme a Resolução ANP nº 21/2014, art. 1º, parágrafo único, XI, de “Efluente Gerado: fluido de retorno resultante do fraturamento hidráulico (flowback), podendo conter substâncias oriundas do Reservatório Não Convencional e do fluido de fraturamento”.

O gás natural ou metano presente na água de retorno, na fase inicial de operação do poço, pode ser queimado (flaring) ou pode ser capturado por equipamentos específicos, na chamada completção verde (reduced emissions completions), visando o seu aproveitamento (MAIR et al., 2012).

2.1.3 Desenvolvimento da produção

A etapa de produção compreende as etapas de desenvolvimento da produção e a produção comercial do gás de folhelho. Os elementos chave para o desenvolvimento da produção do gás de folhelho incluem campanhas de perfuração extensivas, a necessidade de fraturamento hidráulico (o qual implica todo ciclo de suprimento de água) e a construção de uma rede de linhas, dutos e utilidades, em contínuo crescimento e em amplas regiões geográficas, que acompanha o gás da cabeça do poço até os consumidores (GUARNONE et al., 2012).

Formações com reservas comerciais de gás tipicamente possuem espessuras maiores que uma centena de metros e expandem-se lateralmente por centenas de quilômetros quadrados. A principal razão para o impacto potencialmente alto das operações com gás não convencional é a própria natureza das operações. Os recursos são menos concentrados que nos depósitos convencionais e a produção é mais difícil devido à baixa permeabilidade, que impede o fluxo do gás. Desta forma, a intensidade das operações industriais para a produção de volumes economicamente viáveis é muito maior do que na produção de reservatórios convencionais, com atividades de perfuração e produção mais invasivas.

Na etapa de desenvolvimento da produção, a dimensão da área e as atividades realizadas em uma única base de poço são similares às descritas no estágio de perfuração exploratória, porém a área da base do poço pode ser maior para acomodar tanques de armazenamento e linhas e dutos de produção. Uma base de poço típica pode acomodar de 4 a 10 poços. Recentemente, há uma tendência de aumento do número de poços por base, visando a redução do impacto ambiental decorrente da instalação das bases e da infraestrutura associada (acessos, linhas de produção). Como referência, pode se considerar um mínimo de 8 poços num projeto de base típico. Além da cabeça do poço, as bases também acomodam os separadores de gás e líquidos, um para cada poço, e os tanques de água produzida (GUARNONE et al., 2012).

Nos locais em que a exploração for bem sucedida, bases multipoços podem ampliar significativamente a área acessada do reservatório (de 15ha, no caso de um único poço vertical, para até 250ha, no caso de uma base multipoço, com poços horizontais) por uma única base de poço. Contudo, a utilização de bases com apenas um ou dois poços ainda é uma prática comum nos EUA (AMEC, 2015).

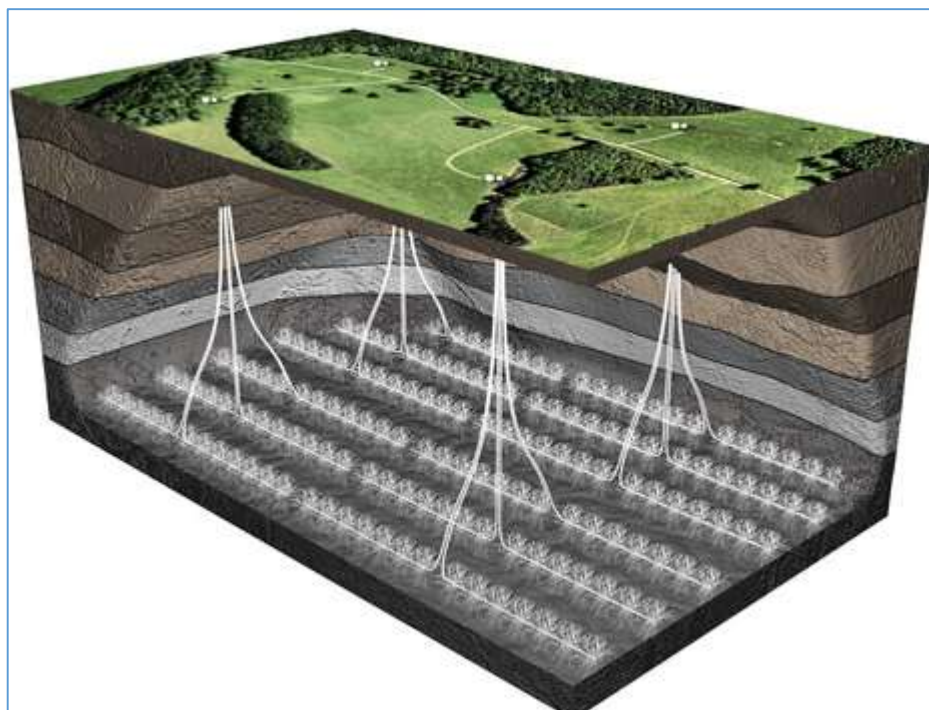


Figura 5: Representação esquemática da área acessada, na subsuperfície, a partir de áreas relativamente pequenas na superfície. Fonte: Statoil⁷.

Desta forma, considerando a área de 3,6ha para uma base multipoços, AMEC (2015) estimam que reservatório de HNC pode ser produzido com a ocupação de 1,4% da área pelas instalações de superfície, sem levar em conta estações de armazenamento, compressores conexões de dutos. A área ocupada pelas bases e pelas instalações auxiliares sofrerá algum grau de supressão de vegetação, a depender das características originais do ambiente, perda e compactação do solo.

Durante o desenvolvimento da produção também ocorre a instalação da infraestrutura de dutos para coleta e transferência do gás natural para a malha de dutos existente.

⁷ Statoil. Página eletrônica: <http://www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2010/Pages/26MarMarcellus.aspx>. Acessada em 5/11/2016.

Após o fraturamento é feita a instalação da estrutura de produção, conhecida como “árvore de Natal”. Após a cabeça do poço, pode ser utilizado um separador bifásico gás/água, equipamentos de medição de gás e de água (para cada poço ou compartilhados), tanques de armazenamento de água produzida (individuais ou compartilhados).

2.1.4 Produção, operação e manutenção

Na produção, o gás natural flui do poço para o separador por uma linha de pequeno diâmetro. No separador, a água é removida da corrente de gás por uma válvula e desviada para o tanque de armazenamento de água produzida. O gás passa pelo medidor e então segue pelas linhas de produção e dutos, que, frequentemente, acompanham as estradas de acesso aos poços, até estações de compressão centralizadas, que gerarão as pressões necessárias para transporte do gás por dutos maiores até o destino final. AMEC (2015) menciona que, com base nas informações sobre a infraestrutura nos EUA, uma estação de compressão abrange as bases de poços situadas em um raio entre 6,5 e 9,5km. O sistema de coleta consiste em linhas de PVC ou aço que interligam o poço com as estações de compressão e, a partir da estação de compressão, em dutos revestidos de aço e enterrados.

Durante a produção pode ser necessário o refraturamento para estimulação do poço ao longo do seu período de operação, estimando-se intervalos de cinco a dez anos, em média, entre os refraturamentos, podendo ocorrer em intervalos ainda menores (BLOOMFIELD, 2012).

Nesta etapa, que compreende o desenvolvimento da produção e a produção propriamente dita, o monitoramento deve contemplar o monitoramento atmosférico, testes hidrostáticos de dutos e de equipamentos usados para transporte de gás, monitoramento regular da atividade sísmica e da propagação de fraturas, visando à identificação precoce de vazamentos e a estimativa adequada das emissões. Outros aspectos do monitoramento ambiental serão analisados no item 2.2.

2.1.5 Descomissionamento

O descomissionamento consiste no processo de desativação de instalações de produção, normalmente realizado quando esta não é mais viável economicamente, feito de acordo com

procedimentos estabelecidos, no Brasil, pela ANP. O abandono de poços pode ser feito de forma definitiva ou temporária, com o objetivo de evitar que hidrocarbonetos alcancem a superfície ou aquíferos, por meio da instalação de tampões (*surface plug*), que tem o objetivo de evitar a entrada de água no poço a partir da superfície, de tampões de cimento (*cement plug*) na base do aquífero de água doce mais profundo e também podem ser instalados tampões de cimento no topo da formação produtora do gás ou óleo.

No descomissionamento, são usados sondas e equipamentos. Também pode ser necessária remoção de vegetação, dependendo das condições do local.

2.1.6 Devolução e recuperação das áreas

A recuperação da área ocupada pelas bases de poço e infraestrutura associada é a última etapa e ocorre após o arrasamento do poço e a remoção das estruturas de produção. A decisão dos objetivos da recuperação não é trivial, em virtude da alteração na paisagem regional resultante de períodos de 30, 40 anos, ou mais, de atividades. Da mesma forma que a implantação das bases de poços, estradas de acesso e o restante da infraestrutura associada não ocorre de uma única vez, o descomissionamento também pode ocorrer de forma paulatina. Neste sentido, a definição dos objetivos de recuperação deve ocorrer previamente ao encerramento das atividades, considerando os efeitos da atividade na escala regional. Este tema será aprofundado no item 2.2.

2.2 Descrição dos riscos e impactos potenciais à biodiversidade na exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais

Neste tópico, será feita a descrição dos riscos e impactos potenciais decorrentes das atividades descritas no item 1 sobre o meio ambiente. Impactos ambientais são alterações da qualidade ambiental, que resultam da modificação de processos naturais ou sociais provocada pela ação humana (SÁNCHEZ, 2008). Riscos dizem respeito a eventos não planejados ou acidentais, com potencial de causar uma consequência adversa para o bem ambiente. Não são inevitáveis, mas ocorrem com alguma frequência e, mesmo que sejam raros, podem causar danos graves ao meio ambiente se ocorrerem (SOUTHER et al., 2014).

Foram considerados na análise os efeitos sobre o uso da terra e biodiversidade, solo, águas superficiais e subterrâneas, poluição atmosférica e mudanças climáticas, com base nos aspectos ambientais adaptados de (BLOOMFIELD, 2012).

Os principais impactos e riscos ambientais da E&P de HNC ocorrem na etapa de desenvolvimento de produção e produção e relacionam-se à elevada intensidade das operações. Nesta etapa, a conversão de áreas para a instalação da infraestrutura (bases dos poços, estradas de acessos aos poços, linhas e dutos para escoamento do gás produzido e para o fornecimento de água na fase de fraturamento, estações de produção do gás, entre outras) ocorre em grande escala, bem como o consumo de recursos, especialmente água, e a geração de rejeitos (efluentes, resíduos e emissões atmosféricas).

A partir da análise do conjunto das atividades de E&P de reservatórios não convencionais, ao longo de todas as etapas, que ocorre em cada locação (base de poço), BLOOMFIELD (2012) considera que os maiores riscos ambientais referem-se à contaminação de aquíferos e de águas superficiais, tanto na fase de completação do poço, como na fase de fraturamento hidráulico. No mesmo contexto, o autor classifica como riscos moderados a liberação de gases para a atmosfera (etapas de perfuração, fraturamento hidráulico e produção), a conversão de áreas (na preparação da base e na produção), os riscos à biodiversidade (no estágio de produção), os impactos sonoros (na perfuração e do fraturamento hidráulico) e o impacto do tráfego (durante o fraturamento). Este autor considerou o impacto visual como baixo a moderado na fase de abandono e baixo nas demais etapas e, como baixo, a sismicidade, durante o fraturamento e a completação do poço.

Contudo, ao considerar os impactos cumulativos, na escala regional, BLOOMFIELD (2012) considera praticamente todos os riscos e impactos como altos, ao menos durante alguma etapa. A conversão de áreas é classificada como risco muito alto no estágio de estabelecimento da infraestrutura, enquanto os riscos altos ocorrem predominantemente nas fases de completação e produção (conversão de áreas, riscos à biodiversidade, contaminação de águas subterrâneas e superficiais, impactos sobre recursos hídricos e liberação de gases). O impacto do tráfego passa a ser alto nas fases iniciais (instalação da infraestrutura, perfuração e fraturamento hidráulico), enquanto o ruído é classificado como alto na fase de perfuração.

2.2.1 Mudança do uso da terra e impactos à biodiversidade

Na etapa de aquisição sísmica, existe o potencial de perturbação de espécies sensíveis durante o estágio de aquisição sísmica, especialmente em períodos reprodutivos AMEC (2015). Este autor também identifica a possibilidade de distúrbios de curta duração associados ao tráfego de veículos e alguma perda de hábitat relacionada à instalação das linhas de aquisição geofísica, porém menciona que não foram identificados riscos significativos à biodiversidade nesta etapa.

Os estágios de perfuração exploratória e desenvolvimento da produção tem o potencial de gerar efeitos negativos significativos no uso da terra e no solo em cenário de alta intensidade de atividades, o que advém preparação das bases de poço e da infraestrutura associada (dutos, estradas, etc.). Nesta fase, na implantação das instalações, é provável que ocorra a supressão da vegetação, perda de camadas de solo e compactação. Efeitos adversos sobre funções e processos do solo podem ser mais significativos e permanentes em terras de elevada qualidade para agricultura ou em ambientes sensíveis (AMEC, 2013).

Durante a perfuração dos poços e o fraturamento hidráulico, o risco à biodiversidade associado à perda e fragmentação de hábitats é elevado, devido à conversão de áreas para a instalação da infraestrutura dos poços, que ocorre de modo mais esparsa na fase exploratória, mas em extensões e densidades maiores na fase de desenvolvimento da produção e produção, conforme mencionado no item 2.1.3 (AMEC, 2015).

KIVIAT (2013) analisou os riscos à biodiversidade nas regiões de Marcellus e Utica (USA), identificando que, nestas regiões, a fragmentação da paisagem decorrente da instalação da infraestrutura de produção de gás de folhelho ocasionou a conversão de 20% ou mais da área ocupada por ecossistemas naturais e pode ter afetado 80% ou mais das áreas florestais com o efeito de borda, que consiste na alteração das características da floresta, ampliando a área exposta à exposição à luz e aos ventos, o que reduz a diversidade de hábitats. O efeito de borda normalmente beneficia espécies comuns e generalistas, enquanto prejudica espécies raras e vulneráveis a mudanças no ambiente (SOUTHER et al., 2014).

Embora os efeitos da fragmentação decorrentes do desenvolvimento da produção de HNC não tenham sido suficientemente estudados, são bem estabelecidos os efeitos da fragmentação

de qualquer origem na redução da dispersão, no forrageamento e no sucesso no acasalamento, fatores que aumentam o risco de extinção local de espécies.

Além disso, a construção ou melhoria de estradas e a abertura de vias para a implantação de dutos pode tornar acessíveis locais antes isolados, potencializando a extração de madeira, caça, ocupação agrícola e outras pressões sobre os recursos naturais, ampliando os impactos causados diretamente pela atividade. Estes impactos devem ser previstos nos estudos ambientais, dimensionados adequadamente e considerados na definição de medidas mitigadoras e compensatórias (EBI, 2007).

A recuperação ambiental, durante e ao término das atividades apresenta seus próprios desafios. Em uma região da Pensilvânia onde está em curso a produção de HNC, DROHAN & BRITTINGHAM (2012) observaram que apenas 16% (202 de 1283) bases de poços foram recuperadas após a perfuração e o fraturamento, sendo que em todas elas ocorreu apenas a reconformação do terreno e o plantio de gramíneas nas bordas. Enquanto a área média ocupada pelas bases de poços nesta região é de 2,2 ha, o tamanho médio das bases após a recuperação é de 1,0 ha. Nas áreas florestais em que foi implantada a atividade, não foi identificada nenhuma base recuperada com vegetação arbórea para restabelecer a condição original (DROHAN & BRITTINGHAM, 2012).

Da mesma forma que a implantação dos empreendimentos vai alterando a paisagem paulatinamente, o descomissionamento tende a ocorrer do mesmo modo, base a base, com atividades de recuperação planejadas e implantadas de modo pontual, visando principalmente reabilitar a área da base para ser incorporada na atividade econômica realizada no seu entorno. Desta forma, a alteração causada em larga escala na paisagem, decorrente tanto dos impactos diretos como dos secundários, tende a se consolidar ao longo dos 30 a 50 anos de atividade, restringindo ou mesmo inviabilizando o restabelecimento da condição existente previamente à extração do gás de folhelho.

KIVIAT (2013) reportou o aumento da presença de espécies exóticas invasoras nas áreas das estradas de acesso e bases de poços, estações de compressores e pistas de dutos, as quais podem colonizar florestas e outros ambientes, o que pode ser facilitado pelo aumento do efeito de borda. Segundo DROHAN & BRITTINGHAM (2012), foi observado, em uma região da

Pensilvânia, que os ajustes do pH e a correção dos solos para aumentar a fertilidade das culturas agrícolas podem favorecer o estabelecimento de espécies invasoras.

DEC (2015) estimou em cerca de 6.800 o número de viagens de caminhões que ocorrem na implantação de um único poço. O aumento do tráfego de veículos pesados, especialmente durante as etapas de perfuração dos poços e de fraturamento hidráulico pode afetar a biodiversidade em virtude de atropelamentos. Muitas espécies de anfíbios, répteis, aves e mamíferos são vulneráveis a atropelamento nas estradas, e a presença de estradas com grande intensidade de tráfego pode causar uma redução direta no tamanho das populações destas espécies, além de resultar como barreira reprodutiva (KIVIAT, 2013).

Os motores e compressores a diesel, que funcionam 24h por dia durante as atividades de perfuração e fraturamento, provocam um ruído alto e contínuo. KIVIAT (2013) menciona que já foi constatado que o ruído interfere na comunicação acústica de rãs, pássaros e mamíferos, pode causar perda auditiva e elevar os níveis de hormônio de estresse em vários animais, afetar o sucesso de acasalamento e alterar a riqueza e composição de espécies de aves numa região, promover o aumento do tamanho das populações de algumas espécies de aves por que afugenta predadores e também afastar morcegos, além de afetar a alimentação destes animais.

Nas etapas de perfuração e fraturamento, bem como nas estações de compressão, as instalações são iluminadas à noite. A iluminação artificial pode afetar diferentes taxa, podendo atrair e levar à morte mariposas adultas e insetos aquático e beneficiar ou prejudicar diferentes espécies de morcego (KIVIAT, 2013). Além disso, a luz polarizada de superfícies artificiais, especialmente superfícies lisas, escuras, como as do asfalto, veículos e resíduos oleosos, pode perturbar a visão de animais que se orientam por luz polarizada, como muitos grupos de invertebrados e vertebrados, porém estes impactos ainda não foram avaliados para esta atividade.

2.2.2 Degradação e contaminação do solo

A extração de gás de folhelho causa alteração da topografia e das características do solo por meio da implantação da infraestrutura e das instalações de produção, conforme descrito nos itens 2.1.2 e 2.1.3. Grandes extensões necessitam ser convertidas para a construção de bases e acessos, o que implica supressão de vegetação e desmatamento. As áreas, conseqüentemente,

tornam-se mais vulneráveis à erosão durante chuvas fortes e tempestades. Ao mesmo tempo, a remoção e compactação das camadas superficiais do solo altera significativamente as suas características, bem como as suas funções ecológicas e econômicas.

Alterações na topografia e nas características do solo refletem-se no crescimento da vegetação, na movimentação de água e nos potenciais de uso do solo (DROHAN & BRITTINGHAM, 2012).

As perdas de solo tendem a ser elevadas, especialmente durante a implantação da infraestrutura. Em uma região do Texas, foi estimada a perda de 54t/ha por ano em uma base de poço por ano. Embora este valor seja característico para sítios em construção, uma elevada densidade de bases de poço em uma região pode resultar numa perda de solo significativa, que também impacta os cursos d'água (MAUTER et al., 2014).

Em uma região da Pensilvânia, DROHAN & BRITTINGHAM (2012) observaram que a 50 a 70% das bases de poços na área de estudo estão situadas em áreas com algum grau de declividade, com risco de escoamento superficial da água excessivo e de erosão local.

A segunda questão mais crítica observada por estes autores refere-se ao estabelecimento de 21% das bases em solos mal drenados, o que torna a recuperação mais difícil e pode comprometer a integridade da infraestrutura, exigindo esforços maiores na manutenção, além de aumentar a corrosão de equipamentos. O terceiro maior desafio encontrado é a restauração da funcionalidade do solo, devido à impermeabilização, compactação, descontinuidades, drenagem inadequada, déficit hídrico, baixa fertilidade (DROHAN et al., 2012).

Outro risco para os solos associado às operações de produção de gás de folhelho é o potencial de contaminação, em virtude da ocorrência de vazamentos e liberação irregular de rejeitos no ambiente por meio de diversas fontes. A contaminação pode ser causada por produtos químicos, fluidos, efluentes, resíduos, combustíveis, entre outras fontes. A liberação de contaminantes no ambiente pode afetar somente o local de ocorrência, mas também atingir áreas mais amplas e corpos d'água, seja a partir do escoamento superficial, seja através do transporte de partículas de solo contaminadas. A contaminação por resíduos de perfuração (cascalho e fluidos) pode gerar salinização e acidificação do solo (ANNEVELINK *et al.*, 2016).

Pesquisas científicas são necessárias para o dimensionamento adequado da ocorrência destes eventos, bem como para a análise dos efeitos cumulativos e sinérgicos destes vazamentos requer pesquisa científica (ANNEVELINK *et al.*, 2016).

2.2.3 Impacto nas águas superficiais

A demanda específica de água para o fraturamento hidráulico é tipicamente de 12.000L/m de poço (MAUTER *et al.*, 2014), ou 9 a 29 milhões de litros por poço (AMEC, 2015). Os volumes substanciais de água requeridos para a perfuração e fraturamento hidráulico de um único poço podem ter efeitos negativos significativos nos recursos hídricos, tanto em cenários de baixa como de alta intensidade das atividades, em relação à necessidade de água na exploração e produção convencional de óleo e gás (AMEC, 2013).

AMEC (2013) estimou que o consumo total de água nos estágios de perfuração exploratória, desenvolvimento da produção e produção pode ser superior a nove milhões de metros cúbicos por ano no cenário de alta atividade, o que representa um aumento de aproximadamente 18,5% sobre os 48,5 milhões de metros cúbicos utilizados anualmente pelos setores de energia, água e efluentes, mas menos que 1% do consumo total não domiciliar de água no Reino Unido. Como neste caso, em muitas regiões, na maioria das estações, a demanda por água não representará uma fração significativa do consumo de água, porém a exploração e produção de HNC introduzirá uma nova demanda de água sobre os padrões históricos de uso, pode levar a ocorrência de competição pela água, aumento dos preços, perda de biodiversidade e depleção acelerada de recursos hídricos superficiais e subterrâneos (MAUTER *et al.*, 2014).

Os principais riscos para a qualidade dos recursos hídricos superficiais decorrentes da E&P de gás de folhelho são o aporte de sedimentos em virtude da remoção da vegetação e da implantação de infraestrutura, contaminação química oriunda de vazamentos de fontes diversas (fluidos de perfuração e fraturamento, produtos químicos, água de retorno), captação excessiva de água, fragmentação da paisagem e tratamento prévio do efluente descartado insuficiente para prevenir a poluição dos corpos receptores (MAUTER *et al.*, 2014).

A combinação destes riscos físicos - captação excessiva, aumento do escoamento superficial causado pela redução da cobertura florestal e pela impermeabilização do solo pelos acessos e bases de poços e fragmentação - podem alterar os padrões de fluxo de córregos,

planícies de inundação, áreas úmidas, nascentes, infiltração e recarga de aquíferos superficiais. Muitas espécies que habitam ou que possuem uma parte do ciclo de vida associada a estes ambientes dependem, em maior ou menor grau, dos padrões de fluxo e de variação de nível de água ao longo do ano, podendo ser afetadas por mudanças nestes padrões (KIVIAT, 2013).

A captação de água de rios e lagos para preparação do fluido de fraturamento hidráulico também pode reduzir a vazão mínima de córregos no verão, o que pode gerar redução do oxigênio dissolvido, aumentar a deposição de sedimentos finos e elevar a temperatura da água, levando à redução da riqueza de macroinvertebrados sensíveis a estas condições (KIVIAT, 2013).

Tanto a captação como a disposição de água podem também afetar os fluxos subterrâneos e reduzir a recarga de córregos e áreas úmidas, havendo maior risco durante períodos de seca e onde há competição com outros usos da água, como agricultura (KIVIAT, 2013).

2.2.4 Impactos nas águas subterrâneas

A contaminação de águas subterrâneas nas atividades de E&P de HNC pode ocorrer, principalmente, devido a vazamentos de poluentes da superfície, a falhas de integridade nos revestimentos e cimentação do poço e pela comunicação de fraturas naturais ou induzidas entre camadas mais profundas e aquíferos rasos de água doce.

A contaminação oriunda das atividades na superfície decorre de vazamentos e falhas no armazenamento, manuseio, transporte e disposição de fluidos de perfuração e fraturamento, de água de retorno e água produzida, de combustíveis utilizados nos motores e compressores e outros poluentes utilizados principalmente nas etapas de perfuração, fraturamento e produção (MAUTER et al., 2014).

Falhas no revestimento e na cimentação dos poços (ver item 2.1.2) que comprometam a sua integridade e o isolamento do poço do meio circundante podem levar à migração de fluido de fraturamento, águas salinas da formação e metano para aquíferos de água doce superficiais, tanto nas etapas de fraturamento como de produção (MAUTER et al., 2014).

A conexão de camadas subsuperficiais com o folhelho gerador do gás através de fraturas naturais e induzidas também é considerada uma fonte potencial de contaminação de águas subterrâneas, especialmente nas regiões em que as rochas possuem falhas verticais. Nestas situações, poderia haver a migração de metano, fluido de fraturamento e água salina da formação. Esta forma de transporte de contaminantes para aquíferos de água doce tende a ser mitigada pela pequena condutividade hidráulica entre formações subjacentes e grandes distâncias entre a fonte e as formações potencialmente receptoras (MAUTER et al., 2014). Contudo, a conectividade entre formações pode variar significativamente com a geologia regional.

MAUTER et al. (2014) citam estudos que analisam as causas da presença de metano termogênico em aquíferos rasos na região de Marcellus Shale, sendo que JACKSON et al. (2013) e OSBORN et al. (2011) demonstram a existência de uma correlação inversa entre a concentração de metano e a distância de poços de gás fraturados, enquanto MOLOFSKY et al. (2011) sugerem que a correlação da concentração do gás é com a topografia. A presença do metano no lençol freático pode gerar risco de incêndio e explosão através da intrusão de vapores, além da contribuição para o aquecimento global deste poderoso gás de efeito estufa.

A contaminação potencial de aquíferos rasos por águas salinas da formação e por fluidos de fraturamento tem sido analisada tanto por modelagem como por observação direta. Considerando o grande número de poços perfurados, até o momento há poucas evidências de contaminação diretas, bem como poucos estudos publicados na literatura especializada sobre as áreas suspeitas de contaminação pela exploração e produção de HNC (MAUTER et al., 2014).

A despeito de evidências de curto prazo sobre a migração de fluidos para aquíferos superficiais, a presença de falhas naturais e o potencial aumento da conectividade entre estas e poços abandonados representam um risco de contaminação a longo prazo. Comprometimento do revestimento ou da cimentação dos poços, bem como falhas no arrasamento de poços abandonados são consideradas as principais causas de contaminação de águas subterrâneas por metano. Nas regiões em que ocorre simultaneamente a produção de óleo e gás convencional e não convencional, a proximidade de poços fraturados para a produção de gás de folhelho de poços com integridade comprometida ou abandonados de forma inadequada podem levar a uma

conectividade não prevista e aumentar o risco de contaminação de aquíferos, conforme já reportado em alguns estudos nos EUA e no Canadá (MAUTER et al., 2014).

2.2.5 Poluição Atmosférica e Mudanças climáticas

Operações de exploração e produção de gás de folhelho geram emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x), dióxido de enxofre (SO₂), monóxido de carbono (CO), compostos orgânicos voláteis (VOCs) e material particulado, os quais afetam a qualidade do ar localmente e são prejudiciais à biota. Além da toxicidade direta dos NO_x e VOCs, estes gases contribuem para formação de ozônio (O₃) próximo ao nível do solo, que causa diversos danos aos pulmões e à respiração nos mamíferos, além de afetar negativamente o crescimento, a reprodução e a sobrevivência das plantas (SOUTHER et al., 2014). Este gás foi detectado em concentrações elevadas em áreas de produção de HNC, inclusive no inverno, o que não é usual.

A dimensão dos riscos associados a estas emissões, contudo, é incerta. A magnitude dependerá, significativamente, da forma como as operações forem realizadas (OECD AND IEA, 2012).

A produção de HNCs contribui também para o aumento das concentrações atmosféricas de gases de efeito estufa (GEEs), em função das liberações e emissões fugitivas de metano (CH₄), um potente GEE, que ocorrem nos processos durante o fraturamento e produção. Gás carbônico (CO₂) e GEEs também são geradas durante o fraturamento, desenvolvimento da produção, produção e disposição de rejeitos. As mudanças climáticas constituem uma das maiores ameaças globais à biodiversidade e sua mitigação é altamente desafiadora (SOUTHER et al., 2014).

O crescimento significativo da produção do gás de folhelho nos EUA resultou na queda dos preços do gás natural. NEWELL & RAIMI (2014) analisaram como os dois principais efeitos da queda dos preços do gás natural - o aumento do consumo de energia e o estímulo à substituição de outras fontes de energia, como o carvão, nuclear, renováveis e elétrica – afetam as emissões de GEEs. Segundo esses autores, as evidências indicam que a substituição do carvão na produção de energia elétrica, da gasolina no transporte e da eletricidade nas residências pode reduzir as emissões de GEEs, embora o efeito na substituição da energia elétrica dependa da matriz de geração. Com base em modelagem, os autores identificaram que

o aumento da produção de gás natural pode levar a um crescimento pequeno do consumo global de energia, mas influencia significativamente a substituição das fontes, sendo que o efeito combinado altera ligeiramente as emissões de GEE em toda a economia. Os autores concluíram que o gás natural pode auxiliar na redução das emissões dos GEEs, mas que isto não ocorrerá de modo significativo sem a execução de uma política com metas climáticas bem definidas.

2.2.6 Impactos cumulativos

Em campos produtores de hidrocarbonetos não convencionais, as atividades e seus impactos ocorrem na escala de paisagem e regional. Na região de Marcellus-Utica, nos EUA, existem milhares de estradas de acesso e bases de poços distribuídas em uma região de 280.000km², nas quais podem ser perfurados diversos poços, os quais serão fraturados múltiplas vezes ao longo de um ciclo produtivo de 40 a 50 anos, segundo KIVIAT (2013). Além dos impactos cumulativos da própria atividade, pode haver interações sinérgicas e cumulativas com outras atividades que afetam a biodiversidade na região citada.

A extensão convertida pela construção de bases e acessos pode promover impactos significativos na escala regional, em campos com grande densidade de bases, uma vez que a implantação desta infraestrutura resulta na supressão e fragmentação de habitats, aumento do efeito de borda, perda de solo devido a processos erosivos, carreamento de sedimentos para os cursos d'água, alteração no padrão natural da drenagem, entre outros efeitos (AMEC, 2015).

Diversas atividades relacionadas à exploração e produção de gás de folhelho podem causar impactos cumulativos sobre a biodiversidade, como a supressão de habitat, a introdução de espécies invasoras, distúrbios gerados por ruído, contaminação e degradação de ecossistemas. Os possíveis impactos são redução de área para alimentação, interferência nos períodos reprodutivos e processos migratórios, alterações comportamentais, efeitos tóxicos agudos e crônicos, efeitos carcinogênicos, perda direta de indivíduos, alteração na estrutura das populações e comunidades animais e vegetais, extinção local de espécies (AMEC, 2015; KIVIAT, 2013).

A captação de água pode gerar efeitos cumulativos, como a alteração da hidrodinâmica, quantidade e qualidade da água, nas regiões ou períodos secos em que houver intensa atividade de fraturamento hidráulico (AMEC, 2015).

Na AAE do Reino Unido também foi estimado um impacto negativo significativo associado à geração de uma gama de resíduos e efluentes ao longo do ciclo de vida da atividade de E&P de hidrocarbonetos não convencionais, como resíduos de construção e demolição, cascalho e fluido de perfuração usado. Contudo o principal e mais significativo efluente gerado é a água de retorno associada ao fraturamento hidráulico do folhelho. A água de retorno pode ter elevado níveis de salinidade e minerais oriundos do contato com a rocha de formação fraturada. O volume de água de retorno nos poços de gás de folhelho pode variar de 3.000m³ a 18.750m³ por poço e, sob um cenário de alta intensidade de atividades, mais de 108 milhões de metros cúbicos podem precisar ser tratados a cada ano, o que equivale a 3% do total de efluentes gerados no Reino Unido no mesmo intervalo de tempo. A água de retorno pode ser reciclada para uso, mediante tratamento com bactericidas, outros produtos e água limpa, mas não pode ser reinjetada na formação produtora do gás de folhelho (AMEC, 2015).

As emissões de CO, CO₂, NO_x, SO_x e particulados, geradas pelos veículos que transportam insumos e equipamentos para as operações de perfuração e fraturamento, bem como pelos geradores a diesel, podem gerar riscos cumulativos, como a redução da qualidade do ar e a liberação de GEEs, quando houver perfuração. Os mesmos impactos podem ser gerados pelas emissões fugitivas de metano, que ocorrem em válvulas e *flanges*, devido ao grande número de poços e tubulações, ao longo de ciclos longos de operação (superiores a 25 anos) (AMEC, 2015).

2.3 Especificidades da atividade que devem ser consideradas na elaboração do marco regulatório

Além das características da atividade e dos seus impactos, faz-se necessária a análise de alguns aspectos específicos na discussão da regulação ambiental desta atividade. KONSCHNIK e BOLING (2014) elencam cinco razões que tornam a regulação da indústria de *shale gas* um desafio complexo e, a despeito das diferenças entre a legislação e o arranjo institucional norte-americanas e brasileiras, todas elas são relevantes para a análise da regulação desta atividade no Brasil. Estas razões referem-se à diversidade das empresas operadoras e prestadoras de serviço, à dispersão das fontes potenciais de poluição, à governança difusa do controle ambiental da atividade, à resistência da indústria a restrições regulatórias e às significativas

lacunas de informação e dados sobre a atividade. Uma análise mais detalhada de cada um destes aspectos é feita a seguir.

A primeira delas refere-se à capacidade variável das empresas que atuam nesta atividade em absorver requisitos regulatórios. Embora no artigo citado a análise contemple o modelo de atuação da indústria de óleo e gás dos Estados Unidos, que possui uma diversidade maior de operadoras que o Brasil, também podemos constatar em nosso país uma tendência de entrada de novos atores na atividade de E&P terrestre, compreendendo empresas de portes variados. Até este momento, a atividade de E&P não convencional no Brasil foi considerada apenas na 12ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás, promovida pela ANP, na qual 12 empresas⁸ adquiriram concessões, individualmente ou por meio de parcerias. A participação de empresas de diferentes portes é viável porque um percentual significativo das operações de E&P não convencional pode ser realizada por empresas prestadoras de serviço, como empresas de perfuração, de faturamento hidráulico, fornecimento de produtos químicos e de água, de cimentação, bem como de transporte e destinação de resíduos e efluentes (KONSCHNIK; BOLING, 2014), porém quem deve garantir o cumprimento da legislação em todo o ciclo de vida das atividades é a operadora.

A segunda razão refere-se às fontes potenciais de poluição. Estas fontes que, conforme detalhado nos itens 1 e 2.2, incluem poços, compressores, tanques de armazenamento de fluidos, tanques e diques de armazenamento de efluentes e linhas de produção, entre outras, ocupam áreas relativamente pequenas, geograficamente dispersas e muito numerosas. Desta forma, a fiscalização de milhares (ou milhões) de pequenas fontes torna-se muito mais intensiva em recursos que a maioria das atividades industriais e o acompanhamento da conformidade constitui-se num grande desafio.

A terceira razão avaliada por (KONSCHNIK e BOLING, 2014) é a dispersão da governança sobre esta atividade. Esta situação também merece ser analisada no Brasil. A Lei Complementar 140, de 08 de dezembro de 2011, que estabelece as competências no licenciamento ambiental, foi alterada recentemente pelo Decreto nº 8.437, de 22 de abril de 2015, mantendo a competência para o licenciamento da E&P convencional em terra sob

⁸ ANP. Página eletrônica: <http://www.brasil-rounds-data.anp.gov.br/relatoriosbid/Empresa/VencedorasDesktop/17>. Acessado em 12 de novembro de 2016.

jurisdição estadual, porém criou uma nova regra para os recursos não convencionais, mantendo a competência estadual para o licenciamento ambiental da fase exploratória, mas atribuiu a competência para o licenciamento da fase de produção ao órgão federal, o Ibama. Na prática, a exploração e produção de recursos convencionais e não convencionais possui muitas atividades comuns, as quais atualmente são licenciadas pelos órgãos estaduais. Desta forma, na ausência de regulação ambiental específica para a atividade de E&P terrestre na esfera federal, na esfera estadual a legislação ambiental pode não ser homogênea, tampouco os critérios adotados no licenciamento pelos diferentes órgãos ambientais estaduais para a realização dos estudos de avaliação de impacto ambiental, bem como para a definição das medidas mitigadoras, compensatórias, de monitoramento e de recuperação dos sítios após o término das atividades. Outro aspecto a ser considerado é que pode ocorrer exploração e produção de recursos convencionais e não convencionais simultaneamente em uma mesma concessão, executadas pela mesma operadora, porém parte licenciada pelo órgão estadual e parte licenciada pelo órgão federal. A garantia da proteção ambiental e o adequado gerenciamento dos impactos ao meio ambiente pode ser prejudicado neste contexto.

A quarta razão ponderada por KONSCHNIK & BOLING (2014) é a resistência da indústria de óleo e gás a restrições regulatórias. Em geral, as grandes operadoras podem se opor às mudanças porque possuem maior influência nos agentes públicos, enquanto as pequenas empresas se opõem a mudanças por possuírem menor expertise ou menores margens de lucro para investir em medidas apropriadas para a proteção do meio ambiente, segurança e saúde. Tal resistência é acentuada pelas preocupações com competitividade e lucratividade em cenários em que os preços do petróleo e do gás natural são mais baixos, como nos últimos anos. Neste contexto, a resistência à regulação ambiental pode tornar-se uma postura defensiva, de relutância ao reconhecimento dos riscos ou à aceitação de inovações na governança institucional.

A quinta razão a ser analisada refere-se à significativa falta de informações sobre o desenvolvimento da produção de recursos não convencionais. KONSCHNIK & BOLING (2014) avaliam que os órgãos reguladores podem estar autorizando atividades sem conhecimento adequado dos principais fatores de risco e sem a utilização de metodologias consistentes de avaliação de riscos. Estes autores avaliam que, nos EUA, progressos e esforços têm ocorrido de forma pontual, como no monitoramento dos impactos a recursos hídricos utilizados para o consumo humano ou na estimativa das taxas de emissões fugitivas de metano

dos poços de gás, equipamentos associados e dutos. Finalmente, indicam a necessidade de desenvolvimento de uma estrutura que permita a obtenção de dados de modo padronizado, o compartilhamento destes dados e a integração coerentes das informações.

LEGISLAÇÃO E JURISPRUDÊNCIA APLICÁVEL AO GERENCIAMENTO DE IMPACTOS E RISCOS AO MEIO AMBIENTE ASSOCIADOS À EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS NÃO CONVENCIONAIS NO BRASIL

O problema que será abordado neste trabalho é a proteção ao meio ambiente na atividade de exploração e produção (E&P) de hidrocarbonetos não convencionais no Brasil, a partir da análise do marco regulatório existente e da identificação de eventuais lacunas.

Pretende-se analisar as iniciais e as decisões judiciais nas Ações Cíveis Públicas promovidas pelos órgãos do Ministério Público Federal dos estados do Piauí, Paraná, São Paulo, Bahia, Acre e Sergipe/Alagoas para verificação dos principais riscos regulatórios já identificados.

3.1 Análise da legislação

A análise da legislação aplicável será feita de acordo com os principais riscos e impactos ambientais identificados no item 1, com o objetivo de averiguar a existência de desafios e lacunas para a proteção do meio ambiente na legislação brasileira, decorrentes da atividade de exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais.

Deste modo, a análise contemplará o marco regulatório federal aplicável à avaliação integrada dos impactos e riscos, tanto nos sítios individuais como para os efeitos cumulativos, bem como o regramento sobre as mudanças de uso da terra e conservação da biodiversidade, a proteção dos solos, das águas superficiais e subterrâneas, a poluição atmosférica e mudanças climáticas.

A análise do marco regulatório buscará identificar os instrumentos legais aplicáveis às diferentes etapas do ciclo de vida da atividade (projeto, implantação e operação e encerramento), considerando também as diferentes categorias de medidas mitigatórias de impactos e riscos (evitar, minimizar, recuperar e compensar).

3.1.1 Avaliação integrada dos impactos

A Constituição da República Federativa do Brasil de 1988 afirma que “todos têm o direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações” (art. 225, caput, CF).

Conforme o art. 225, § 1º, da CF, ao Poder Público incumbe a execução de diversas ações para assegurar a efetividade deste direito, todas elas relacionadas, em maior ou menor grau, com a atividade abordada neste estudo. Desta forma, destacamos a determinação da Constituição Federal ao Poder Público para que estabeleça o controle do “emprego de técnicas, métodos e substâncias que comportem risco para a vida, a qualidade de vida e o meio ambiente” (art. 225, § 1º, V), que exija, “na forma da lei, para instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente, estudo prévio de impacto ambiental, a que se dará publicidade” (art. 225, § 1º, IV), que preserve e restaure os “processos ecológicos essenciais” e promova o “manejo ecológico das espécies e ecossistemas” (art. 225, §1º, I) e que proteja “a fauna e a flora, vedadas, na forma da lei, as práticas que coloquem em risco sua função ecológica, provoquem a extinção de espécies ou submetam os animais a crueldade” (art. 225, §1º, VII).

O art. 225, § 2º, da CF impõe a obrigação de “recuperar o meio ambiente degradado, de acordo com solução técnica exigida pelo órgão público competente, na forma da lei” para aquele que explorar recursos minerais.

No entendimento de MACHADO (2016), o Poder Público deve prevenir na origem os problemas de poluição e de degradação da Natureza, garantindo o controle do risco para a vida e para o meio ambiente. O combate à poluição em qualquer de suas formas é uma das competências comuns da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios (art. 23, VI, CF), enquanto a atribuição de legislar concorrentemente sobre o “controle da poluição” é competência compete à União, aos Estados e Distrito Federal.

De acordo com MACHADO (2016), há pelo menos duas concepções de controle do risco que positivam o princípio da precaução no Brasil. Conforme a primeira concepção, inscrita no nº 15 da Declaração do Rio de Janeiro/1992 e presente nas Convenção da Diversidade Biológica

e na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, ambas assinadas, ratificadas e promulgadas no Brasil, a falta de plena certeza científica não deve impedir que sejam adotadas medidas para evitar ou minimizar danos sérios ou irreversíveis, nestes casos, à diversidade biológica ou os efeitos negativos da mudança do clima. A segunda concepção encontra-se na Constituição Federal, art.225, § 1º: “Para assegurar a efetividade desse direito, incumbe ao Poder Público: (...); V – controlar a produção, a comercialização e o emprego de técnicas, métodos e substâncias que comportem risco para a vida, a qualidade de vida e o meio ambiente; (...)”. O “princípio de controle do risco” do art.225 não se limita aos casos de ameaças sérias e irreversíveis, ampliando o “princípio da precaução” da Declaração do Rio de Janeiro de 1992.

De qualquer modo, o princípio da precaução é uma ferramenta para evitar ou mitigar o dano ambiental (MACHADO, 2016) e a sua aplicação compreende o uso de metodologias próprias ao gerenciamento de risco. A falta de plena certeza científica sobre os efeitos negativos ao meio ambiente que podem decorrer da exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais indica a pertinência desta abordagem no suporte às decisões sobre a realização desta atividade em nosso país, bem como para a definição de medidas de mitigação ou de contingência para os riscos associados.

O princípio da prevenção refere-se ao dever de agir antecipadamente, evitando o dano ambiental, e comporta duas fases: a previsão e a prevenção (MACHADO, 2016). A previsão consiste no levantamento e na análise de dados e o estudo de impacto ambiental um instrumento representativo desta fase. A informação organizada na primeira fase irá possibilitar a aplicação da prevenção através de diversos procedimentos, como o ordenamento territorial para a classificação das áreas conforme a sua aptidão, a prestação de informações contínuas e completas, o emprego de novas tecnologias, a autorização ou licenciamento ambiental, o monitoramento, as inspeções e auditorias ambientais e as sanções administrativas ou judiciais.

A Lei 6.938/1981, define, no seu artigo 2º, que a Política Nacional do Meio Ambiente observará como princípios a “a proteção dos ecossistemas, com a preservação de áreas representativas” e “a proteção de áreas ameaçadas de degradação”, indicando onde aplicar-se o princípio da prevenção (MACHADO, 2016).

O Estudo de Impacto Ambiental é um dos instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente (art. 9º, III, Lei 6938/81). Os estudos ambientais, muitas vezes, não devem se restringir aos impactos isolados da obra ou do empreendimento isoladamente, sendo necessária a avaliação de efeitos cumulativos e sinérgicos em áreas mais amplas, resultantes do conjunto dos empreendimentos e ainda da pressão simultânea de diferentes atividades sob o meio ambiente (TRENNEPOHL e TRENNEPOHL, 2016).

Para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás, convencional ou não convencional, a Portaria Interministerial MME e MMA nº 198/2012, determina a necessidade da Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS). A AAAS é um processo que abrange o estudo multidisciplinar, com abrangência regional, que compreende o diagnóstico socioambiental em área sedimentar de interesse e a identificação dos potenciais impactos socioambientais da exploração e produção de petróleo e gás natural.

Os objetivos da Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) são subsidiar os Ministérios de Minas e Energia (MME) e do Meio Ambiente (MMA) com vistas ao desenvolvimento sustentável e ao planejamento estratégico de políticas públicas, de classificar a aptidão da área para o desenvolvimento das atividades avaliadas, integrar o processo decisório sobre a outorga de blocos exploratórios, aumentar a segurança jurídica nos processos de licenciamento ambiental das atividades de E&P, definir recomendações para os processos de licenciamento ambiental.

A responsabilidade pela realização da AAAS é compartilhada entre o MME e pelo MMA, contudo o primeiro possui o protagonismo e a atribuição de selecionar as bacias sedimentares para a realização do estudo, com base no planejamento estratégico do setor, bem como pela elaboração do estudo, ainda que indiretamente, e pela condução das consultas públicas sobre o produto do estudo.

O resultado do estudo permitirá a classificação das áreas sedimentares, conforme a sua aptidão para a realização das atividades de exploração e produção, em aptas, não aptas ou em moratória. As áreas aptas poderão ser incluídas nos processos de outorga de blocos exploratórios e subdivididas em diferentes níveis de sensibilidade ambiental, enquanto as áreas não aptas não poderão ser contempladas nas licitações de outorga de blocos. As áreas em

moratória, por sua vez, podem ser reclassificadas em aptas ou em não aptas com base em novos estudos.

Por ser um instrumento fundamental para a avaliação da sensibilidade ambiental das áreas com potencial para o desenvolvimento da atividade de E&P, a AAAS deve ser realizada previamente ao processo de outorga de blocos exploratórios. Contudo, a portaria admite, nas disposições transitórias, a outorga de concessões sem a realização de AAAS nas áreas em que já ocorre produção de petróleo e gás natural e sob a condição de manifestação conjunta do MME e do MMA.

A Lei 6.938/81, elencou, entre os instrumentos para a consecução dos objetivos da Política Nacional do Meio Ambiente, o licenciamento e a revisão de atividades potencialmente poluidoras (art. 9º, IV). De acordo com o art. 3º, III, da Lei 6.938/81, o conceito de poluição compreende a degradação da qualidade ambiental resultante de atividades que direta ou indiretamente prejudiquem a saúde, a segurança e o bem-estar da população, afetem desfavoravelmente a biota e as condições estéticas ou sanitárias do meio ambiente, lancem matérias ou energia em desacordo com padrões ambientais estabelecidos e criem condições adversas às atividades sociais e econômicas.

O licenciamento ambiental é conceituado pela Lei Complementar 140, de 8.12.2011, como o “procedimento administrativo destinado a licenciar atividades ou empreendimentos utilizadores de recursos ambientais, efetiva ou potencialmente poluidores ou capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental” (art. 2º, I).

De acordo com a Lei Complementar nº 140/2011, a competência para o licenciamento ambiental das atividades terrestres de exploração e produção de petróleo e gás natural, quando circunscritas aos limites de um único estado, compete ao órgão ambiental estadual. Contudo, 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.

A exploração de petróleo e gás natural é regulada pela Lei nº 9.478/1997, que cria a Agência Nacional de Petróleo (ANP), autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). A ANP tem como finalidade “promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo” e, entre as suas atribuições está a de “fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente” (art. 8º, IX).

A Lei nº 9.478/1997 determina que o concessionário adote “as melhores práticas da indústria internacional do petróleo” e cumpra as normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes (art. 44, VI), estabelecendo parâmetros para a atuação, inclusive ambiental, que devem ser exigidos pela ANP.

Visando estabelecer 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, a ANP publicou a Resolução ANP nº 21, de 10.4.2014, a única norma brasileira que estabelece requisitos específicos para esta atividade, inclusive em matéria ambiental.

Em relação ao gerenciamento integrado de impactos, a Resolução ANP nº 21/2014, em seu art. 2º, determina que os Operadores precisarão estruturar um Sistema de Gestão Ambiental (SGA) para a atividade de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional, bem como define os requisitos que precisarão ser atendidos para a aprovação das atividades pela ANP.

O Sistema de Gestão Ambiental estabelecido pela Resolução ANP nº 21/2014 deverá definir e divulgar as metas de responsabilidade social, bem como os indicadores reativos e proativos (art. 5º). O art. 6º desta resolução determina que o operador também deverá divulgar, em seu sítio eletrônico: I - “Relatório anual de avaliação dos impactos e dos resultados das ações de responsabilidade social e ambiental”; II - a “relação de produtos químicos com potencial impacto à saúde humana e ao ambiente utilizados no processo, transportados e armazenados, contemplando suas quantidades e composições”; III - “as informações específicas sobre a água utilizada nos fraturamentos, nominando claramente a origem, o volume captado, o tipo de tratamento adotado e a disposição final”.

Conforme o art. 8º da Resolução ANP nº 21/2014, a aprovação do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional pela ANP dependerá da apresentação pelo Operador, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias do início da perfuração, da Licença Ambiental, da Outorga de Água e de laudos técnicos dos corpos d'água superficiais e poços d'água num raio de 1000 m horizontais da cabeça do poço. Conforme o art. 8º, III, os laudos deverão ser fornecidos por laboratório independente, acreditado pelo INMETRO, contendo informações sobre a data da coleta, as coordenadas dos pontos coletados e os métodos utilizados na coleta, a data da realização e métodos utilizados nas análises, bem como os resultados obtidos e a identificação do responsável pela análise. Estas informações são importantes para conhecimento da chamada “linha de base”, que representa a condição do ambiente existente previamente ao início das atividades.

A ANP também editou regulamentos técnicos para a segurança de processo, que compreende a prevenção do dano e da degradação ambiental, aplicáveis a diversas atividades e etapas do gerenciamento de impactos ambientais da atividade de exploração e produção de petróleo e gás. Destacamos as resoluções que disciplinam a devolução de áreas pelos concessionários. A Resolução ANP nº 25, de 24.04.14, define os procedimentos a serem adotados na devolução de áreas na fase de exploração, estabelecendo o conteúdo dos planos de devolução de áreas e do relatório final de devolução. A Resolução ANP nº 27, de 18.10.2006, define os procedimentos a serem adotados na desativação de instalações e especifica as condições para a devolução de áreas na fase de produção.

3.1.2 Mudança do uso da terra e conservação da biodiversidade

Em relação à prevenção da conversão de habitats, os principais instrumentos legais aplicáveis são a Lei 9.985, de 18.07.2000 (Lei do SNUC – Sistema Nacional de Unidades de Conservação) e a Lei 12.651, de 25.05.12 e alterações posteriores (Lei da Proteção da Vegetação Nativa).

O Sistema Nacional de Unidades de Conservação (SNUC), instituído pela Lei nº 9.985/2000, estabelece as categorias de Unidades de Conservação (UCs) que podem ser instituídas no âmbito federal, estadual e municipal, incluindo suas definições e restrições de usos, bem como as Zonas de Amortecimento das Unidades de Conservação e os Corredores Ecológicos.

A Lei do SNUC define que as Unidades de Conservação (exceto Área de Proteção Ambiental e Reserva Particular do Patrimônio Natural) devem possuir uma zona de amortecimento e, quando conveniente, corredores ecológicos. A zona de amortecimento deve ser estabelecida no ato de criação da UC ou quando da elaboração de seu Plano de Manejo, que pode prescrever restrições específicas, com o propósito de minimizar os impactos negativos sobre a UC. Os corredores ecológicos são definidos no Plano de Manejo e compreendem porções de ecossistemas naturais ou seminaturais, que interligam Unidades de Conservação, possibilitando o fluxo gênico e de organismos, bem como a manutenção de populações que demandam áreas mais extensas para sua sobrevivência.

As Unidades de Conservação dividem-se em dois grupos principais: Proteção Integral e Uso Sustentável. A primeira delas tem como objetivo básico a preservação da natureza, sendo admitidos apenas usos indiretos (art. 7º, § 1º, da Lei 9.985/2000), como a pesquisa científica e o ecoturismo, enquanto as UCs de Uso Sustentável são concebidas para compatibilizar a conservação da natureza com o uso sustentável de parcela de seus recursos naturais (art. 7º, § 2º, da Lei 9.985/2000), sendo possíveis, conforme a categoria, o abrigo de populações tradicionais e o uso múltiplo sustentável dos recursos florestais.

A Lei 9.985/2000 prevê, no licenciamento de empreendimentos com significativo impacto ambiental, fundamentado em estudo de impacto ambiental, a compensação financeira para apoiar a implantação e a manutenção de UC de Proteção Integral (art. 36, caput, Lei 9.985/2000). A Lei do SNUC determina ainda que o licenciamento ambiental de empreendimentos que afetarem uma UC, ou sua zona de amortecimento, dependerão de autorização do órgão gestor da unidade afetada, a qual deverá receber recursos da compensação, mesmo que não pertença ao grupo de Proteção Integral (art. 36, § 3º, Lei 9.985/2000).

Todas as categorias de Unidades de Conservação possuem o objetivo principal de garantir a conservação da natureza e possuem graus variados de restrições a alterações nas características dos ecossistemas que abrigam. Atividades de exploração e produção de petróleo e gás são incompatíveis com os propósitos da maioria das UCs e estas áreas são tradicionalmente excluídas pela ANP na delimitação dos blocos que serão objeto dos leilões de concessão (EPE, 2014).

A Lei 12.651/2012, conhecida como Lei da Proteção da Vegetação Nativa (LPVN), estabelece dois tipos principais de áreas ambientalmente protegidas, as Áreas de Preservação Permanente (APPs) e Reservas Legais (RLs), define restrições de uso nos pantanais e planícies pantaneiras (art. 10) e nas áreas com inclinação entre 25° e 45° (art. 11), e determina o uso sustentável de apicuns e salgados (art. 11-A).

As APPs são áreas protegidas, “cobertas ou não por vegetação nativa, com a função ambiental de preservar os recursos hídricos, a paisagem, a estabilidade geológica e a biodiversidade, facilitar o fluxo gênico da fauna e flora, proteger o solo e assegurar o bem-estar das populações humanas” (art. 3º, II, Lei 12.651/2012). Conforme a Lei 12.651/2012, as APPs podem ser instituídas pela lei florestal (art. 4º) ou por ato da Administração Pública (art. 6º). No primeiro caso, a própria LPVN já delimita como APPs as faixas marginais de qualquer curso d’água natural perene e intermitente (de acordo com os critérios do art. 4º, I), as áreas do entorno de lagos e lagoas naturais (critérios detalhados no art. 4º, II), as áreas no entorno dos reservatórios d’água artificiais, decorrentes do barramento ou represamento de cursos d’água naturais, na faixa definida na licença ambiental do empreendimento, as áreas no entorno das nascentes e dos olhos d’água perenes, as encostas, ou partes destas, com declividade superior a 45°, as restingas, como fixadoras de dunas ou estabilizadoras de mangues, os manguezais, em toda a sua extensão, as bordas dos tabuleiros ou chapadas, no topo dos morros com altura mínima de 100m e inclinação média maior que 25°, as áreas em altitude superior a 1.800 metros e nas veredas (critérios definidos no art. 4º, XI). Destas APPs, restingas, mangues e veredas constituem ecossistemas que recebem diretamente proteção especial, enquanto as demais são definidas a partir da sua localização topográfica ou proximidade de corpos d’água. No segundo caso, conforme art. 6º da Lei 12.651/2012, podem ser criadas áreas de preservação permanente por ato do Chefe do Poder Público, quando declaradas de interesse social, florestas ou outras formas de vegetação com a finalidade de conter a erosão e mitigar riscos de enchentes e deslizamentos, proteger várzeas, abrigar exemplares da fauna ou da flora ameaçados de extinção, dentre outras.

Intervenções e supressão da vegetação em APPs somente ocorrerá nas hipóteses de utilidade pública, de interesse social ou de baixo impacto ambiental (art. 8º, caput, Lei 12.651/2012). As obras de infraestrutura destinadas às concessões públicas de energia e mineração podem ser consideradas de interesse público (art. 3º, VIII, da Lei 12.651/2012). Desta forma, a execução de atividades de exploração e produção de gás de folhelho que

impliquem intervenções e supressão da vegetação em APPs somente poderão ser autorizadas quando declarada a sua utilidade pública.

As Reservas Legais são áreas localizadas em propriedades ou posses rurais, delimitadas nos termos do art. 12 da Lei 12.651/12, com a função de assegurar o uso econômico sustentável dos recursos naturais do imóvel rural, auxiliar a conservação e a reabilitação de processos ecológicos promover a conservação da biodiversidade, bem como servir de abrigo e proteção de fauna silvestre e da flora nativa. A Reserva Legal deve ser conservada com cobertura de vegetação nativa pelo proprietário, possuidor ou ocupante a qualquer título (art. 17), e nela poderão ser adotadas práticas de exploração seletiva da vegetação florestal, para consumo na propriedade, ou manejo sustentável com propósito comercial (art. 20).

A Lei 12.651/2012 também determina que a supressão de vegetação para uso alternativo do solo dependerá do cadastramento do imóvel no Cadastro Ambiental Rural (CAR) e de autorização prévia do órgão estadual competente do Sisnama (art. 26) e, nas áreas que abrigam espécies da flora ou da fauna ameaçada de extinção, segundo lista oficial publicada por órgão do Sisnama, a supressão dependerá ainda da adoção de medidas mitigadoras e compensatórias que assegurem a conservação da espécie (art. 27).

A Lei 11.428, de 22.12.2006, regula a conservação, a regeneração e a utilização da vegetação nativa em estágio primário e nos estágios secundário inicial, médio e avançado de regeneração no Bioma Mata Atlântica (definido conforme o art. 2º) O corte, a supressão e a exploração da vegetação neste Bioma deverá ocorrer de forma diferenciada entre vegetação primária e secundária e, neste caso, de acordo com o estágio de regeneração. Dentre as principais medidas protetivas da Mata Atlântica previstas nesta norma, destacam-se a vedação de corte e supressão de vegetação primária e secundária nos estágios médio e avançado de regeneração nas hipóteses previstas no art. 11, bem como a determinação de que a supressão de vegetação primária em estágio avançado de regeneração ocorra somente em caso de utilidade pública ou de utilidade pública e interesse social para a vegetação secundária em estágio médio, sendo que em qualquer destas situações deverá ser motivada em procedimento administrativo próprio, quando inexistir alternativa técnica e locacional ao empreendimento proposto (art. 14). Complementarmente, a Lei da Mata Atlântica indica a implantação de novos empreendimentos, que impliquem corte ou supressão, ocorra preferencialmente em áreas já alteradas ou degradadas (art. 12). A Lei da Mata Atlântica também condiciona a supressão ou corte da

vegetação primária e secundária em estágio avançado e médio de regeneração à compensação ambiental, na forma de destinação de área equivalente à destinação desmatada, com as mesmas características ecológicas e, sempre que possível, na mesma microbacia hidrográfica (art. 17, caput).

A legislação não limita diretamente atividades no entorno de Terras Indígenas e Territórios Quilombolas, porém a Portaria Interministerial nº 60, de 24.03.2015 determina que as atividades de mineração licenciadas pelo IBAMA em até 8 km do entorno (ou 10 km na Amazônia Legal) destas áreas devem ser informadas pelo empreendedor no processo de licenciamento. Nestes casos, o IBAMA deverá consultar a FUNAI e Fundação Palmares, que podem estabelecer restrições.

As terras indígenas são áreas protegidas, de acordo com o art. 231 da Constituição Federal de 1988 e com a Lei 6.001/1973 (Estatuto do Índio). Conforme o Estatuto do Índio, são consideradas terras indígenas as terras ocupadas ou habitadas pelos silvícolas, as áreas reservadas e as terras de domínio das comunidades indígenas ou de silvícolas. As áreas reservadas são aquelas estabelecidas pela União, destinadas à posse e ocupação pelos índios, onde possam viver e obter meios de subsistência, com direito ao usufruto e utilização das riquezas naturais.

Os Territórios Quilombolas são reconhecidos oficialmente e certificados pela Fundação Cultural Palmares (FCP, pertencente ao Ministério da Cultura). O Cadastro Geral de Remanescentes das Comunidades dos Quilombos pertence ao patrimônio da FCP e o procedimento administrativo para a identificação, reconhecimento, delimitação, demarcação e titulação destes territórios é definido na Portaria da FCP Nº 98/2007.

Unidades de Conservação, Terras Indígenas e Territórios Quilombolas são tradicionalmente excluídas pelo Ibama e evitadas pela ANP para oferta nas Rodadas de Licitação, em função da sua sensibilidade socioambiental (EPE, 2014). No caso de Terras Indígenas, também é complexa a instalação de empreendimentos de infraestrutura próximos a essas áreas, que dependem da autorização do Congresso Nacional e de oitivas com as comunidades afetadas.

Os sítios arqueológicos são definidos e protegidos pela Lei nº 3.924/61, sendo considerados bens patrimoniais da União e também devem ser considerados como áreas com restrição ou que demandam ações especiais para a implantação de atividades de exploração e produção de gás de folhelho. Conforme a Portaria Interministerial 60/2015, os estudos, sob a responsabilidade do IPHAN, devem localizar, mapear e caracterizar as áreas de valor histórico, arqueológico, cultural e paisagístico na área de influência direta da atividade ou do empreendimento, com apresentação de propostas de resgate, quando for o caso, com base nas diretrizes definidas pelo Instituto.

As cavidades naturais são propriedades da União, conforme o art. 20, X, da Constituição Federal e, de acordo com o Decreto Federal 6.640, de 7.11.2008, deverão ser protegidas. O regime de proteção do patrimônio espeleológico é estabelecido pela Resolução CONAMA Nº 347, de 10.09.2004. A utilização das cavernas e de sua área de influência está sujeita a regras em legislação específica, e só pode ocorrer segundo condições que assegurem sua integridade física e a manutenção do equilíbrio ecológico.

Conforme estabelece o Decreto 6.640/2008, as cavidades naturais devem ainda ser classificadas de acordo com seu grau de relevância em máximo, alto, médio ou baixo, determinado pela análise de atributos ecológicos, biológicos, geológicos, hidrológicos, paleontológicos, cênicos, histórico-culturais e socioeconômicos, avaliados sob enfoque regional e local. A cavidade natural subterrânea com grau de relevância máximo e sua área de influência não podem ser objeto de impactos negativos irreversíveis, sendo que sua utilização deve fazer-se somente dentro de condições que assegurem sua integridade física e a manutenção do seu equilíbrio ecológico. O Decreto ainda estabelece, no art. 5º-A, que a “localização, construção, instalação, ampliação, modificação e operação de empreendimentos e atividades, considerados efetiva ou potencialmente poluidores ou degradadores de cavidades naturais subterrâneas, bem como de sua área de influência, dependerão de prévio licenciamento pelo órgão ambiental competente”.

A proteção à fauna é expressa na Constituição Federal, em seu art. 225: “§ 1º Para assegurar a efetividade desse direito, incumbe ao Poder Público: (...) VII – proteger a fauna e a flora, vedadas, na forma da lei, as práticas que coloquem em risco sua função ecológica, provoquem a extinção de espécies ou submetam os animais à crueldade”.

Considerando os impactos à fauna associados a esta atividade, a principal norma aplicável é a Lei 9.605, de 12.2.1998, conhecida como Lei dos Crimes Ambientais. Essa lei tipifica os crimes de matar a fauna silvestre, nativa ou em rota migratória, de impedir a procriação e de modificar, danificar ou destruir ninho, abrigo ou criadouro natural sem a devida permissão, licença ou autorização de autoridade competente ou em desacordo com ela (art. 29, caput e § 1º, I e II).

A Lei 9.605/1998 também prevê sanção penal para quem causa o perecimento de espécimes da fauna aquática, presente em rios, lagos, açudes, baías ou águas jurisdicionais brasileiras, devido ao lançamento de efluentes ou carreamento de materiais (art. 33, *caput*).

A Lei dos Crimes Ambientais também prevê sanção penal para a introdução de espécie animal no País, sem parecer técnico favorável e licença expedida pela autoridade competente (art. 31).

A poluição sonora relacionada a esta atividade somente pode ser controlada no âmbito do licenciamento ambiental. Conforme MACHADO (2016), o ruído deve ser contemplado no estudo prévio de impacto ambiental, uma vez que a Resolução Conama nº 1, de 23.1.86, determina que este deverá “identificar e avaliar sistematicamente os impactos ambientais gerados nas fases de implantação e operação da atividade” (art. 4º, II). Esse autor considera que os efeitos do ruído sobre a fauna também devem merecer acurada análise e que, conforme a Resolução Conama nº 1/1986, deverão ser definidas medidas mitigadoras dos impactos negativos (art. 6º, III) e estabelecido o acompanhamento e o monitoramento para avaliação da eficácia das medidas mitigadoras adotadas (art. 6º, IV). Esta mesma interpretação pode ser aplicada aos impactos das estradas sobre a biodiversidade e outros bens ambientais.

3.1.3 Proteção dos solos

A Lei nº 6.938/81 inclui o solo entre os recursos ambientais (art. 3º, V) e estabelece que a Política Nacional do Meio Ambiente visará: “à preservação e restauração dos recursos ambientais com vistas à sua utilização racional e disponibilidade permanente, concorrendo para a manutenção do equilíbrio ecológico propício à vida” (art. 4º, VI). Conforme MACHADO (2016), preservar e restaurar o solo são finalidades da Política Nacional do Meio Ambiente.

A Lei nº 12.651/2012 também aborda a proteção do solo como uma das funções das Áreas de Preservação Permanente (APPs), cobertas ou não por vegetação nativa (art. 3º, II, e art. 4º V, VIII e IX). Essa lei considera de preservação permanente as florestas destinadas a “atenuar a erosão das terras” (art. 6º I).

A Resolução Conama nº 420, de 28.12.2009, dispõe sobre critérios e valores orientadores de qualidade do solo, relativos à presença de substâncias químicas, e estabelece diretrizes para o gerenciamento ambiental de áreas contaminadas por essas substâncias em decorrência de atividades antrópicas. No capítulo sobre “prevenção e controle da qualidade do solo”, a Resolução Conama 420/2009 estabelece que, a critério do órgão ambiental competente, os empreendimentos que desenvolvem atividades com potencial de contaminação dos solos e águas subterrâneas deverão implantar programa de monitoramento da qualidade do solo e das águas subterrâneas na área do empreendimento e, quando necessário, na sua área de influência e nas águas superficiais (art. 14, I) e apresentar relatório técnico conclusivo sobre a qualidade do solo e das águas subterrâneas a cada licença de renovação de licença e previamente ao encerramento das atividades (art. 14, II).

Em seu art. 15, caput, a Resolução Conama nº 420/2009 determina que a aplicação ou disposição de resíduos e efluentes não pode elevar as concentrações de substâncias químicas no solo acima dos respectivos valores de prevenção, definidos na própria resolução ou em norma estadual, quando existente.

Dentre os princípios básicos para o gerenciamento de áreas contaminadas, destacam-se a geração e a disponibilização de informações, a responsabilização do causador do dano pelas suas consequências e a comunicação de risco (Resolução CONAMA nº 420/2009, art. 21, I, V, VI). De acordo com o art. 22 da Resolução Conama nº 420/2009, o gerenciamento de áreas contaminadas deverá conter procedimentos e ações visando à eliminação do perigo e a redução do risco à saúde humana, à eliminação ou minimização dos riscos ao meio ambiente, evitar danos aos demais bens a proteger, ao bem-estar público durante a execução de ações para reabilitação e possibilitar o uso declarado ou futuro da área.

Em relação ao solo, a Resolução ANP nº 21/2014 apenas determina, de forma geral, que o operador deverá garantir a proteção dos solos nas regiões de operação (art. 4º).

3.1.4 Proteção dos recursos hídricos superficiais

A Lei 9.433, de 8.1.1997, que institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, tem como fundamentos a água como um bem de domínio público, recurso natural limitado, dotado de valor econômico, que tem como uso prioritário, em situação de escassez, o consumo humano e a dessedentação de animais, a bacia hidrográfica como unidade territorial para a implementação da Política (art. 1º, I, II, III, V). Dentre os seus objetivos, a Lei 9.433/1997 visa assegurar a necessária disponibilidade de água, em padrões de qualidade adequados aos respectivos usos, para a geração atual e as futuras (art. 2º, I), a utilização racional e integrada dos recursos hídricos, com vistas ao desenvolvimento sustentável (art. 2º, II) e a prevenção e a defesa contra eventos decorrentes do uso inadequado dos recursos naturais (art. 2º, III).

O enquadramento dos corpos de água previsto na Lei nº 9.433/1997 deve ser feito em classes, segundo os usos preponderantes, visando assegurar que as águas possuam a qualidade compatível com os usos mais exigentes a que forem destinadas (art. 9º, I) e diminuir os custos de combate à poluição, mediante ações preventivas permanentes (art. 9º, II).

O regime de outorga de direitos de uso de recursos hídricos tem como objetivo assegurar o controle quantitativo e qualitativo dos usos da água. Conforme a Lei nº 9.433/1977, estão sujeitos ao regime de outorga os seguintes usos de recursos hídricos: a derivação ou captação de parcela da água existente em um corpo hídrico para consumo final ou insumo de processo produtivo (art. 12, I), a extração de água de aquífero subterrâneo para consumo final ou insumo de processo produtivo (art. 12, II) e o lançamento em corpo de água de esgotos e demais resíduos líquidos ou gasosos, tratados ou não, com o fim de sua diluição, transporte ou disposição final (art. 12, III), dentre outros.

A Resolução Conama nº 357, de 17.3.2005, e alterações, dispõe sobre a classificação dos corpos de água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem como estabelece as condições e padrões de lançamento de efluentes.

Visando à minimização da captação de água na preparação dos fluidos de fraturamento e perfuração, a Resolução ANP nº 21/2014 recomenda a utilização preferencial do efluente

gerado (reúso), de água imprópria ou de baixa aceitação para o consumo humano ou animal, ou água resultante de efluentes industriais ou domésticos (art. 3º, parágrafo único).

A Resolução ANP nº 21/2014 apresenta diversas diretrizes e determinações para o gerenciamento dos impactos sobre os recursos hídricos, incluindo a manipulação e uso de produtos químicos e o gerenciamento de efluentes.

Em relação ao gerenciamento de efluente, a Resolução ANP nº 21/2014 determina que o operador elabore plano de controle, tratamento e disposição de efluentes gerados, oriundos da perfuração e do fraturamento (art. 3º). De acordo com essa Resolução, o operador também deverá publicar, em sítio eletrônico, a relação de produtos químicos com potencial impacto à saúde humana e ao ambiente utilizados no processo, transportados e armazenados, contemplando suas quantidades e composições (art. 6º, II), bem como informações específicas sobre a água utilizada nos fraturamentos, nominando claramente a origem, o volume captado, o tipo de tratamento adotado e a disposição final (art. 6º, III).

A Resolução ANP 21/2014 estabelece algumas medidas para a prevenção e mitigação de vazamentos e contaminação ambiental, relacionadas diretamente ao processo, como a necessidade de certificar as linhas de alta pressão quanto à integridade, observando o prazo de validade, e de testá-las antes de cada operação (art. 19), o monitoramento da extensão das fraturas e comparação com os limites dos dados simulados (art. 23) e a elaboração de Plano de Resposta à Emergência, contemplando os cenários identificados na análise de risco para o fraturamento (art. 25).

3.1.5 Proteção das águas subterrâneas

A Lei nº 6.938/81 inclui as águas subterrâneas, bem como os solos e águas superficiais, entre os recursos ambientais (art. 3º, V) e estabelece que a Política Nacional do Meio Ambiente visará: “à preservação e restauração dos recursos ambientais com vistas à sua utilização racional e disponibilidade permanente, concorrendo para a manutenção do equilíbrio ecológico propício à vida” (art. 4º, VI).

A Resolução Conama nº 396, de 3.4.2008, dispõe sobre a classificação e diretrizes ambientais para o enquadramento das águas subterrâneas. Conforme essa resolução, os órgãos

ambientais, em conjunto com os órgãos gestores dos recursos hídricos, deverão promover a implementação de Áreas de Proteção de Aquíferos e Perímetros de Proteção de Poços de Abastecimento, objetivando a proteção da qualidade da água subterrânea (art. 20). De acordo com o art. 21, parágrafo único, os órgãos de gestão dos recursos hídricos, de meio ambiente e de saúde deverão articular-se para definição das restrições e das medidas de controle do uso da água subterrânea.

A Resolução ANP nº 21/2014 admite, nos aquíferos, conjunto de aquíferos ou porção desses, em que as águas subterrâneas estão enquadradas em Classe 5, a possibilidade de injeção direta, mediante controle dos órgãos competentes, com base em estudos hidrogeológicos apresentados pelo interessado, demonstrando que a injeção não provocará alteração da condição de qualidade em relação ao enquadramento das águas subterrâneas adjacentes, sobrejacentes e subjacentes, por meio de monitoramento.

De acordo com o art. 27, *caput*, da Resolução Conama nº 21/2014, a aplicação e disposição de efluentes e de resíduos no solo deverão observar os critérios e exigências definidos pelos órgãos competentes e não poderão conferir às águas subterrâneas características em desacordo com o seu enquadramento. Tal aplicação ou disposição não será permitida nos casos em que o aquífero estiver enquadrado na Classe Especial (art. 27, § 1º) e a aplicação ou disposição deve ser precedida por plano específico e programa de monitoramento da qualidade da água subterrânea aprovados pelo órgão competente.

Em relação à proteção das águas subterrâneas, a Resolução ANP nº 21/2014 prevê, em seu art. 7º, que o operador deverá garantir, por meio de testes, modelagens, análises e estudos, que o alcance máximo das fraturas projetadas permaneça a uma distância segura dos corpos hídricos existentes, conforme as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo, para que a ANP aprove o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional. A Resolução também veda o fraturamento hidráulico em poços cuja distância seja inferior a 200 metros de poços de água utilizados para fins de abastecimento (art. 7º, § 1º) e determina que o operador realize análise da influência do fraturamento hidráulico em reservatório não convencional do poço de interesse sobre os poços adjacentes, de modo a evitar efeitos sinérgicos ou cumulativos indesejáveis (art. 7º, § 3º).

A ANP também receberá informações detalhadas sobre o projeto de poço e do fraturamento hidráulico em reservatório não convencional, conforme art. 8º, IV, e detalhamento de informações indicado no Anexo I.

No projeto do poço, previsto na Resolução ANP nº 21/2014, são solicitadas informações referentes a diversas medidas de proteção dos aquíferos, como o Programa de revestimento e cimentação (art. 11), a perfilagem a poço aberto, cotejando e confirmando a presença de aquíferos (entre outras questões; art. 11, VI).

3.1.6 Qualidade do ar e mudanças climáticas.

A Resolução CONAMA nº 3, de 28.6.1990, dispõe sobre padrões de qualidade do ar, previstos no Programa Nacional de Controle da Qualidade do Ar, PRONAR. Os padrões são as concentrações de poluentes que, se ultrapassadas, poderão afetar a saúde, a segurança e o bem-estar da população, bem como ocasionar danos à flora e à fauna aos materiais e ao meio ambiente em geral (art. 1º). Essa resolução estabelece padrões de qualidade do ar para particulados, fumaça, partículas inaláveis, dióxido de enxofre, monóxido de carbono, ozônio e dióxido de nitrogênio (art. 2º).

Em relação às emissões de gases de efeito estufa, o Brasil ratificou a Convenção da Mudança do Clima pelo Decreto Legislativo 1, de 3.2.1994, que foi promulgado pelo Decreto 2.652, de 1.7.1998. O Acordo de Paris, celebrado na última Conferência das Partes desta Convenção, foi ratificado pelo Brasil em 12.09.2016. Todos os países que ratificaram o acordo deverão definir estratégias para o cumprimento dos compromissos de redução de GEEs assumidos, chamadas de Contribuições Nacionalmente Determinadas. O Brasil comprometeu-se a reduzir em 37% as emissões de GEE até 2025, com o indicativo de redução de 43% até 2030, ambos em relação aos níveis de 2005. Para alcançar essas metas, o país poderá aumentar a participação de fontes renováveis na matriz energética e recuperar florestas desmatadas, além de zerar o desmatamento na Amazônia Legal.

3.2 Análise da jurisprudência

Após a realização da 12ª Rodada de Licitações pela ANP, que prevê a avaliação dos recursos não convencionais nos contratos das concessões ofertadas, foram propostas Ações

Civis Públicas (ACPs) pelo Ministério Público Federal (MPF) nos Estados do Piauí, Paraná, São Paulo e Bahia.

Na Ação Civil Pública nº 0005610-46.2013.4.01.4003, promovida pelo Ministério Público Federal do Piauí em Floriano, em 28 de novembro de 2013, o MPF solicitou à Justiça Federal a suspensão dos procedimentos licitatórios para a exploração de gás de folhelho enquanto não forem aprofundados os estudos a respeito dos riscos ao meio ambiente e à saúde humana relacionados a técnica do fraturamento hidráulico, bem como a prévia regulamentação pelo CONAMA e a realização e devida publicidade da Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares – AAAS (prevista na Portaria Interministerial nº 198, de 05 de abril de 2012), que deverá avaliar a viabilidade ou não da exploração dos blocos licitados, potencializando a adequada participação de especialistas na matéria, das pessoas que serão impactadas pela exploração e por entidades da sociedade civil. O Juiz Federal da Subseção Judiciária de Floriano deferiu o pedido liminar para determinar a imediata suspensão de todos os atos decorrentes da arrematação do bloco PN-T-597, pertencente à Bacia do Parnaíba, no que se refere à exploração do "gás de xisto", em 13 de dezembro de 2013. A assinatura dos contratos ainda permanece suspensa, apesar da restrição específica à exploração de "gás de xisto", pois há previsão no instrumento contratual de atividades relacionadas à prática vedada pela liminar.

Na Ação Civil Pública nº 5005509-18.2014.404.7005, ajuizada pelo Ministério Público Federal em Cascavel (PR), em 21 de maio de 2014, o pedido é similar ao feito pelo MPF no Piauí. O MPF solicita que seja concedida liminar para suspender imediatamente os efeitos da rodada de licitações na bacia do Rio Paraná (setor SPA-CS) até a realização de estudos técnicos que demonstrem a viabilidade, ou não, do uso da técnica do fraturamento hidráulico, a prévia regulamentação do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama) e a realização de Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares (AAAS) para avaliação da viabilidade ambiental da atividade e para possibilitar a adequada participação técnica e das pessoas que serão impactadas diretamente pela exploração, como os moradores da Terra Indígena Xetá e da comunidade quilombola Manoel Ciríaco dos Santos, que não foram consultados previamente. O Juiz da 1ª Vara Federal de Cascavel (PR) deferiu a liminar, em 04 de junho de 2014. Desde então, as atividades permanecem suspensas nos blocos do setor SPA-CS.

A Ação Civil Pública nº 0030652-38.2014.4.01.3300, ajuizada pelo Ministério Público Federal na Bahia, na 13ª Vara Federal, em 19 de agosto de 2014, reproduz pedidos similares

aos efetuados no Piauí e no Paraná. A inicial desta ACP não está disponível eletronicamente, mas, conforme o sítio eletrônico do MPF na Bahia, o pedido liminar solicita a suspensão dos efeitos decorrentes da 12ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios, promovida pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), e dos contratos já assinados, em relação aos blocos da Bacia do Recôncavo, no que tange à exploração do “gás de xisto” pela técnica do fraturamento hidráulico. A ação também solicita que não sejam realizados novos procedimentos licitatórios para a exploração de “gás de xisto” na região, enquanto não houver regulamentação pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama) e não for realizada a Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares (AAAS). Foi concedida liminar, em 30 de outubro de 2014, pelo Juiz Federal da 13ª Vara Cível da Bahia para a suspensão dos efeitos da 12ª Rodada, bem como dos contratos, enquanto não houver regulamentação do CONAMA e a realização da AAAS. Esta decisão foi reformada posteriormente, em 19 de janeiro de 2015, para que a suspensão compreenda exclusivamente às atividades de exploração de “gás de xisto” por meio de fraturamento hidráulico.

A Ação Civil Pública nº 0006519.75.2014.403.6112, ajuizada pelo Ministério Público Federal em Presidente Prudente, em 16 de dezembro de 2014, mantém a linha argumentativa e de argumentos das ACPs proposta pelo MPF no Piauí, no Paraná e na Bahia. O MPF requer à Justiça Federal que os contratos de concessão para exploração do "gás de xisto" no oeste paulista sejam imediatamente suspensos, bem como solicita liminar para que a ANP seja proibida de promover novas licitações de blocos para extração do gás de xisto por fraturamento hidráulico na região enquanto não houver a realização de estudos técnicos científicos que demonstrem a viabilidade do uso dessa técnica em solo brasileiro. O MPF exige ainda que a exploração esteja condicionada à regulamentação do Conama e à realização de Estudos de Impacto Ambiental, como a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar. Estes pedidos da liminar foram parcialmente deferidos pelo Juiz da 5ª Vara Federal de Presidente Prudente, em 19 de janeiro de 2015, exclusivamente no que se refere às atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais.

A análise das iniciais permite observar que houve o detalhamento dos riscos e impactos do processo de exploração e produção de folhelho na medida em que novas ações foram propostas, com o aproveitamento da análise das ações precedentes e a complementação com novas informações. A principal referência utilizada nas três ações é o Parecer Técnico do GTPEG nº 03/2013.

Não obstante, todas as Ações Civis Públicas expressam a preocupação com o mesmo conjunto básico de questões: intensidade da atividade, conversão de área para construção de grande número de bases de poços e vias de acesso, com correspondente pressão nos ambientes naturais, o uso de grandes volumes de água, os riscos de contaminação dos aquíferos, seja por fluidos, pela água de retorno ou pelo próprio gás metano, composição e toxicidade dos fluidos utilizados no processo de fraturamento hidráulico, disposição final da água de retorno, da água produzida e dos cascalhos de perfuração, o potencial indutor de sismos da atividade e a contribuição para o aumento do efeito estufa decorrente de eventuais vazamentos de metano para a atmosfera.

AValiação DE LACUNAS REGULatóRIAS NO GERENCIAMENTO DE RISCOS E IMPACTOS AO MEIO AMBIENTE ASSOCIADOS ÀS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE GÁS DE FOLHELHO NO BRASIL

A hipótese adotada neste trabalho é que o marco regulatório aplicável ao gerenciamento de impactos e riscos ao meio ambiente na atividade de exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais não é suficiente para a proteção do patrimônio ambiental brasileiro, uma vez que se trata de atividade econômica nova e complexa, que necessita uma discussão técnica e jurídica mais ampla para que seja produzida a regulação adequada.

A análise será feita a partir da comparação das principais medidas preventivas e mitigadoras dos impactos e riscos identificados (AMEC, 2015; BLOOMFIELD, 2012; PROMINP/CTMA, 2016; U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2009; KIVIAT, 2013, SOUTHER et al., 2014) com a legislação vigente, de acordo com os temas considerados no item 3.1.

A discussão sobre estudos de caracterização e monitoramento ambiental de todos os aspectos será feita no item de avaliação integrada dos impactos, bem como a análise sobre o processo de descomissionamento.

4.1.1 Avaliação integrada dos impactos

Considerando o ornamento jurídico vigente, parte significativa do controle de riscos e impactos é definida no licenciamento de empreendimentos individuais. Contudo, para a proteção da biodiversidade e dos serviços ecossistêmicos, é necessário haver planejamento e regulação no nível regional.

No Quadro 2, são apresentadas as principais lacunas regulatórias identificadas em relação à avaliação integrada e consequente definição de medidas e estratégias para a mitigação dos impactos na escala regional.

O principal instrumento disponível para a avaliação de impactos e o planejamento das medidas de mitigação na escala regional é a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar, que não foi realizada previamente à 12ª Rodada de Licitações. Em virtude dos riscos associados a esta atividade e da falta de informação qualificada e discussão com a sociedade, que poderiam ter sido supridas, ao menos parcialmente, pela realização dessa avaliação, foram propostas Ações Civis Públicas pelo Ministério Público Federal em todas as regiões que tiveram concessões licitadas na 12ª Rodada.

As principais medidas para mitigação de impactos cumulativos, na escala regional, compreendem a realização de estudos para caracterização ambiental, estabelecimento de linha de base e monitoramento ambiental, o planejamento da implantação da infraestrutura, a manutenção dos ecossistemas e habitats existentes na região, a otimização do uso das bases de poço e acessos e a recuperação ambiental durante e ao término das operações.

A falta de procedimentos com critérios objetivos para o monitoramento ambiental dos impactos cumulativos, para o planejamento, definição de restrições e otimização do uso na implantação da infraestrutura na escala regional, para a proteção de ecossistemas situados fora de áreas protegidas e para a recuperação ambiental das áreas ao término das atividades impõe ao licenciamento ambiental uma grande responsabilidade na avaliação e controle dos impactos ambientais desta atividade. E, como os estudos ambientais para o licenciamento costumam ser feitos pelo empreendedor, a análise integrada dos riscos e impactos para a formulação de políticas públicas para a sua prevenção pode também ficar comprometida.

Aspecto Ambiental	Principais ações para gerenciamento de riscos e impactos	Normas vigentes	Análise das lacunas
Avaliação Integrada dos Impactos	Realização de estudos para caracterização ambiental, estabelecimento de linha de base e monitoramento dos impactos à biodiversidade, ao solo, aos recursos hídricos superficiais e subterrâneos	Constituição Federal, art. 225; art. 23, VI	Não foi realizada a AAAS nas regiões das bacias sedimentares com concessões ofertadas na 12ª Rodada.
		Princípio da Prevenção;	Não há procedimento orientando o monitoramento ambiental dos impactos cumulativos e dos impactos à biodiversidade
		Lei 6938/81 (EIA, Licenciamento)	Os estudos ambientais costumam ser feitos pelo empreendedor, o que dificulta a análise integrada dos riscos e impactos e a formulação de políticas públicas para a sua prevenção.

Aspecto Ambiental	Principais ações para gerenciamento de riscos e impactos	Normas vigentes	Análise das lacunas
		<p>Ambiental)</p> <p>Portaria Interministerial nº 198/2012 (Avaliação Ambiental de Área Sedimentar)</p> <p>Lei Complementar nº 140/2011 e Decreto nº 8.347/2015 (competência no licenciamento)</p> <p>Lei nº 9.478/1997</p> <p>Resolução ANP nº 21/2014 (diretrizes para o fraturamento hidráulico de reservatórios não convencionais)</p>	<p>Não existem políticas públicas para a estruturação de bases de dados ambientais georreferenciadas integradas, que possibilitem a adequada gestão dos recursos naturais, especialmente da biodiversidade, pelo poder público e pela sociedade civil.</p> <p>A Resolução Conama nº 21/2014 prevê o monitoramento dos recursos hídricos, mas não existe procedimento definido critérios para esta atividade. Como as operações são dispersas na escala regional e os riscos de contaminação dos recursos hídricos estão associados às operações de superfície, a falhas na integridade do poço e às operações de fraturamento, a falta de definição de critérios objetivos para o monitoramento pode resultar em estudos dispendiosos e de baixa eficácia.</p>
	<p>Planejamento da implantação da infraestrutura de exploração e produção (bases, acessos e dutos), na escala regional, a partir da caracterização ambiental prévia das áreas protegidas, sensíveis e vulneráveis às atividades, considerando biodiversidade, solo, recursos hídricos e a qualidade do ar.</p>	<p>Resolução ANP nº 25/2014 e Resolução ANP nº 27/2006 (desativação de instalações)</p> <p>Lei nº 9.905/2008 (Lei de Crimes Ambientais)</p>	<p>A AAAS pode subsidiar o planejamento da implantação da atividade em escala regional, mas os resultados dependerão da abrangência e qualidade do estudo, bem como da forma que o órgão ambiental contemplará as diretrizes da AAAS no licenciamento dos empreendimentos individuais.</p> <p>Não existe procedimento que indique critérios objetivos para o planejamento e definição de restrições para a implantação da infraestrutura na escala regional, com o objetivo de reduzir a fragmentação de habitats e o efeito de borda, restringir a ocupação de áreas com solos vulneráveis à erosão e mitigar alterações hidrológicas</p>
	<p>Garantia de manutenção dos ecossistemas e habitats presentes na região, bem como dos processos que os mantêm, em extensão suficiente para a manutenção das espécies que abrigam.</p>		<p>Não existem normas para a conservação de ecossistemas e espécies fora de áreas protegidas: as áreas protegidas. As áreas protegidas podem proteger apenas um ou alguns ecossistemas presentes na ecorregião (como as florestas, por exemplo), enquanto outros ecossistemas, como as áreas úmidas, permanecem sem proteção.</p>
	<p>Otimização do aproveitamento das bases de poços, reduzindo a supressão e fragmentação de habitats.</p>		<p>Não existem normas que condicionem a realização da atividade à otimização da utilização de bases e acessos. Tal otimização pode ser particularmente difícil se o empreendedor licenciar um pequeno conjunto de poços de cada vez.</p>

Aspecto Ambiental	Principais ações para gerenciamento de riscos e impactos	Normas vigentes	Análise das lacunas
	Recuperação ambiental dos solos e da vegetação, com espécies nativas, sempre que possível, durante todo o ciclo de vida das operações e ao término das atividades.		Não há procedimento com diretrizes e critérios para a recuperação ambiental das áreas ao término das atividades, contemplando a restauração da paisagem.

Quadro 2: Análise de lacunas regulatórias na avaliação integrada e na prevenção de impactos cumulativos.

4.1.2 Mudança do uso da terra e conservação da biodiversidade

As principais medidas mitigadoras dos impactos sobre a mudança de uso da terra e à biodiversidade são a prevenção da fragmentação de habitats contínuos e ecossistemas sensíveis, a minimização da área utilizada para a construção de bases e acessos, o reaproveitamento do *top soil* removido, a implantação de medidas para a prevenção de atropelamentos e o estabelecimento de restrições para atividades que interfiram em processos migratórios ou períodos reprodutivos, especialmente de espécies ameaçadas ou endêmicas.

No Quadro 3, são apresentadas as principais lacunas regulatórias identificadas em relação à avaliação integrada e consequente definição de medidas e estratégias para a mitigação dos impactos na escala regional. Não há normas que determinem de forma objetiva a execução das medidas mitigadoras destacadas nesta análise. Desta forma, a prevenção dos impactos dependerá da qualidade do estudo ambiental e da definição de medidas no licenciamento ambiental.

Aspecto Ambiental	Principais ações para gerenciamento de riscos e impactos	Normas vigentes	Análise das lacunas
Mudança do uso da terra e biodiversidade	Evitar a fragmentação de habitats contínuos e ecossistemas sensíveis na seleção das áreas para a construção de bases e acessos	Lei 9.985/2000 (SNUC) Lei 12.651/2012 (LPVN) Lei 11.428/2006 (Lei da Mata Atlântica)	Não há norma objetiva para a exclusão de habitats sensíveis fora das áreas protegidas. A identificação e proteção destes habitats dependerá da qualidade do estudo ambiental e das medidas propostas no licenciamento ambiental.
	Otimização da construção das bases, buscando a utilização da menor área possível e o aproveitamento do <i>top soil</i> .	Portaria Interministerial nº 60/2015 (interface com outros órgãos no licenciamento)	Não há norma objetiva para esta finalidade. A definição de medidas poderá ocorrer no licenciamento ambiental.

Aspecto Ambiental	Principais ações para gerenciamento de riscos e impactos	Normas vigentes	Análise das lacunas
	Implantar medidas para a prevenção de atropelamentos	ambiental) Lei 3.924/61 (patrimônio histórico e cultural) Decreto 6.640/2008 e Resolução Conama nº 347/2004 (patrimônio espeleológico)	Não há norma objetiva para esta finalidade. A definição de medidas dependerá da qualidade do estudo ambiental e da definição de medidas no licenciamento ambiental.
	Estabelecer restrições para as operações que possam impactar processos migratórios ou períodos reprodutivos, afetando espécies endêmicas e ameaçadas de extinção	Lei 9.605/198 (Lei dos Crimes Ambientais) Resolução Conama nº 01/1986 (EIA)	Não há norma objetiva para esta finalidade. A definição de medidas dependerá da qualidade do estudo ambiental e da definição de medidas no licenciamento ambiental.

Quadro 3: Análise de lacunas regulatórias dos impactos sobre mudanças no uso da terra e à biodiversidade.

4.1.3 Proteção dos solos

As medidas de mitigação de impactos aos solos identificadas neste estudo compreendem a restrição à implantação de instalações em solos vulneráveis à erosão, o estabelecimento de medidas de controle de erosão e para a contenção de sedimentos e de sistemas de proteção contra contaminação química.

Conforme pode ser observado no Quadro 4, que apresentadas as principais lacunas regulatórias identificadas em relação à proteção dos solos, não existem normas que determinem de forma objetiva a execução das medidas mitigadoras identificadas nesta análise. Desta forma, a prevenção dos impactos dependerá da qualidade do estudo ambiental e da definição de medidas no licenciamento ambiental.

Aspecto Ambiental	Principais ações para gerenciamento de riscos e impactos	Normas vigentes	Análise das lacunas
Proteção dos solos	Evitar solos vulneráveis à erosão na seleção das áreas para a construção de bases e acessos	Lei 6.938/81 Lei 12.651/2012	Não há norma objetiva para esta finalidade. A definição de medidas poderá ocorrer no licenciamento ambiental.
	Estabelecer medidas de controle de erosão e de contenção de sedimentos	Resolução	Não há norma objetiva para esta finalidade. A definição de medidas poderá ocorrer no licenciamento ambiental.

Aspecto Ambiental	Principais ações para gerenciamento de riscos e impactos	Normas vigentes	Análise das lacunas
	Estabelecer sistemas de impermeabilização e de contenção de produtos químicos, resíduos e efluentes para prevenção da contaminação do solo.	Conama n° 420/2009 Resolução ANP n° 21/2014	A Resolução ANP n° 21/2014 estabelece a obrigatoriedade de um plano detalhado para o gerenciamento de efluentes, mas não especifica medidas para a prevenção da contaminação associadas às fontes potenciais.

Quadro 4: Análise de lacunas regulatórias dos impactos sobre os solos.

4.1.4 Proteção dos recursos hídricos superficiais

As principais medidas para a mitigação dos impactos aos recursos hídricos superficiais contemplam estudos para estabelecimento de linha de base e monitoramento dos impactos, alternativas para a redução da captação de águas superficiais, execução de medidas de controle da poluição nas fontes de impactos e tratamento adequado dos efluentes previamente ao lançamento no meio ambiente.

As principais lacunas identificadas são apresentadas no Quadro 5. Neste caso, observa-se que a Resolução ANP n° 21/2014 define de forma mais detalhada e objetiva as medidas para proteção dos recursos hídricos, embora ainda possam ser propostas medidas mais objetivas para a seleção de fontes alternativas de água e para as medidas de controle de poluição nas diversas fontes relacionadas a esta atividade.

Aspecto Ambiental	Principais ações para gerenciamento de riscos e impactos	Normas vigentes	Análise das lacunas
Proteção dos recursos hídricos superficiais	Alternativas para a redução da captação de águas superficiais	Lei 9.433/1997 Resolução Conama n° 357/2005	A Resolução ANP n° 21/2014 recomenda o reúso, a utilização de água de menor qualidade ou efluentes de outros processos para a preparação dos fluidos, porém não há obrigatoriedade, nem incentivo para a sua adoção.
	Execução de medidas de controle da poluição nas fontes de impactos	Resolução ANP n° 21/2014	A Resolução ANP n° 21/2014 determina algumas medidas de controle da poluição nas fontes, porém elas não consideram todos os impactos e riscos, como, por exemplo, a exigência de adoção de medidas de controle de erosão e de retenção de sedimentos nas bases de poço e acessos.

Aspecto Ambiental	Principais ações para gerenciamento de riscos e impactos	Normas vigentes	Análise das lacunas
	Tratamento adequado dos efluentes previamente ao lançamento no meio ambiente		Existe o risco de que não exista infraestrutura disponível para o tratamento adequado dos efluentes gerados por este processo. A injeção para descarte em formações geológicas subterrâneas, largamente utilizada nos EUA, é prevista na Resolução Conama nº 396/2009, porém não há procedimento indicando as medidas necessárias para garantir a proteção ambiental neste processo, nem detalhando os estudos hidrogeológicos e o monitoramento da atividade.

Quadro 5: Análise de lacunas regulatórias na proteção dos recursos hídricos superficiais.

4.1.5 Proteção dos recursos hídricos subterrâneos

As principais medidas de proteção das águas subterrâneas, em relação aos impactos da exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais, consistem no controle das fontes de poluição nas operações de superfície, a manutenção da integridade do revestimento e cimentação do poço e o monitoramento das fraturas. Também devem ser definidas medidas de prevenção de contaminação e monitoramento para poços de injeção para descarte de efluentes.

As principais lacunas identificadas são apresentadas no Quadro 6. Da mesma forma que para os recursos hídricos superficiais, observa-se que a Resolução ANP nº 21/2014 define de forma detalhada medidas para proteção dos aquíferos, especialmente em relação à integridade do poço e ao fraturamento hidráulico. Há espaço, contudo, para detalhamento das medidas de controle de poluição nas fontes potenciais de contaminação nas operações de superfície.

Aspecto Ambiental	Principais ações para gerenciamento de riscos e impactos	Normas vigentes	Análise das lacunas
Proteção dos recursos hídricos subterrâneos	Execução de medidas de controle da poluição nas operações de superfície	Lei 6.938/81 Resolução Conama nº 396/2008	A Resolução ANP nº 21/2014 determina algumas medidas de controle da poluição nas fontes, porém elas não consideram todos os impactos e riscos.
	Garantia da integridade do revestimento e cimentação do poço para prevenir a contaminação de aquíferos por fluidos de perfuração, fraturamento ou metano.	Resolução ANP nº 21/2014	A Resolução ANP nº 21/2014 determina diversas medidas para a garantia da integridade do poço.

Aspecto Ambiental	Principais ações para gerenciamento de riscos e impactos	Normas vigentes	Análise das lacunas
	Definir medidas de prevenção de contaminação e monitoramento de poços de injeção para descarte de efluentes		Não há procedimento indicando as medidas necessárias para garantir a proteção ambiental neste processo, nem detalhando os estudos hidrogeológicos e critérios para o monitoramento da atividade.

Quadro 6: Análise de lacunas regulatórias na proteção dos recursos hídricos subterrâneos.

4.1.6 Qualidade do ar e mudanças climáticas

Em relação a emissões atmosféricas e de gases de efeito estufa, as principais medidas mitigadoras identificadas relacionam-se a elaboração de planos de controle e redução de emissões. Como pode ser observado no Quadro 7, não há previsão legal para a implantação destas medidas, que serão definidas a critério dos órgãos ambientais no processo de licenciamento.

Aspecto Ambiental	Principais ações para gerenciamento de riscos e impactos	Normas vigentes	Análise das lacunas
Qualidade do ar e mudança climática	Estabelecer plano de redução de emissões nas atividades de perfuração e fraturamento dos poços e nos geradores a diesel (CO, CO ₂ , NO _x , SO _x e particulados)	Resolução Conama nº 3/1990	Não há norma objetiva para esta finalidade. A definição de medidas poderá ocorrer no licenciamento ambiental.
	Estabelecer plano de redução de emissões fugitivas de metano	Convenção do Clima e Acordo de Paris	Não há norma objetiva para esta finalidade. A definição de medidas poderá ocorrer no licenciamento ambiental.

Quadro 7: Análise de lacunas regulatórias na proteção da qualidade do ar e na prevenção de mudança no clima.

CONCLUSÕES

Este estudo possibilitou a avaliação sistemática da legislação ambiental aplicável ao gerenciamento de impactos e riscos de uma atividade econômica complexa e nova em nosso país, contribuindo com a identificação de lacunas no ordenamento e com a identificação dos aspectos que necessitam ser regulados para garantir a proteção ao meio ambiente.

As lacunas identificadas necessitam ser contempladas no marco regulatório, com vistas a garantir a proteção do meio ambiente determinada pela Constituição Federal e a efetividade dos princípios da precaução e da prevenção de danos ao meio ambiente.

As determinações das normas existentes também necessitam ser cumpridas, como é o caso da Portaria Interministerial nº 198/2012, que determina a realização da Avaliação Ambiental de Área Sedimentar. A não realização prévia deste estudo, que poderia contribuir para legitimar socialmente a atividade de exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais, a chamada “licença social para operar”, ilustra os desafios associados ao cumprimento do marco regulatório para a proteção do meio ambiente em nosso país.

A fragilidade da proteção da biodiversidade e dos solos no ordenamento vigente são particularmente preocupantes, uma vez que o entendimento adequado dos riscos e impactos a estes bens ambientais depende de estudos bem estruturados, com dados robustos, de médio e longo prazo, em escalas local e regional. A realização destes estudos exclusivamente pelos operadores dificulta a visão integrada dos impactos e riscos do conjunto dos empreendimentos, em uma região, bem como a utilização dos resultados para a formulação de políticas públicas.

Este estudo também demonstrou como é significativa a dimensão do gerenciamento de riscos e impactos das atividades econômicas que depende da atuação discricionária dos órgãos ambientais, tornando o processo de licenciamento ambiental mais suscetível a falhas e a proteção do meio ambiente mais vulnerável.

Este estudo poderá contribuir para o tratamento das lacunas na elaboração do marco regulatório da exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais, como referência

para novos estudos sobre a avaliação de lacunas regulatórias na proteção do meio ambiente ou para o aprofundamento da avaliação crítica dos riscos e impactos ambientais desta atividade.

BIBLIOGRAFIA

AMEC - ENVIRONMENT AND INFRASTRUCTURE UK LIMITED. **Strategic Environmental Assessment for Further Onshore Oil and Gas Licensing Environmental Report**. London: [s.n.].

AMEC FOSTER WHEELER ENVIRONMENT AND INFRASTRUCTURE UK LIMITED. **Shale Gas Study**. Warwickshire: [s.n.]. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=82613>>.

ANNEVELINK, M. P. J. A.; MEESTERS, J. A. J.; HENDRIKS, A. J. Environmental contamination due to shale gas development. **Science of The Total Environment**, v. 550, p. 431–438, 2016.

ANP. **ANP - Agência Nacional Do Petróleo , Gás Natural E Biocombustíveis**. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/round_12/portugues_R12/edital.asp>

BLOOMFIELD, M. **Support to the Identification of Potential Risks for the Environment and Human Health Arising from Hydrocarbons Operations Involving Hydraulic Fracturing in Europe**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/fracking_study.pdf>.

DEC, Department of Environmental Conservation of New York State. **Supplemental Generic Environmental Impact Statement USA**, 2015. Disponível em: <<http://www.dec.ny.gov/energy/75370.html>>

DROHAN, P. J. et al. Early trends in landcover change and forest fragmentation due to shale-gas development in Pennsylvania: a potential outcome for the Northcentral Appalachians. **Environmental management**, v. 49, n. 5, p. 1061–75, maio 2012.

DROHAN, P. J.; BRITTINGHAM, M. Topographic and Soil Constraints to Shale-Gas Development in the Northcentral Appalachians. **Soil Science Society of America Journal**, v. 76, n. 5, p. 1696, 2012.

EBI, The Energy and Biodiversity Initiative. **Integração da Conservação da Biodiversidade à Exploração de Petróleo & Gás**The Energy and Biodiversity Initiative. [s.l: s.n.]. Disponível em: <www.TheEBI.org>.

EIA, U.S. Energy Information Administration. **U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, 2012**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/pdf/uscrudeoil.pdf>>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Abordagem socioambiental da expansão da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Paginas/default.aspx>>.

FROHLICH, M. F.; MORGADO, C. R. V. **Marco Regulatório para as atividades de exploração e produção de shale gas no Brasil: perspectivas ambientais**. Rio Oil & Gas

Expo and Conference 2014. **Anais...**Rio de Janeiro: IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2014

GUARNONE, M. et al. An unconventional mindset for shale gas surface facilities. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 6, p. 14–23, maio 2012.

IPIECA AND OGP. **Gas from shale: a valuable source of energy**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://rio20.iececa.org/fact-sheets/gas-shale>>.

JACKSON, R. B. et al. Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction. **Proceedings of the National Academy of Sciences**, v. 110, n. 28, p. 11250–11255, 9 jul. 2013.

KIVIAT, E. Risks to biodiversity from hydraulic fracturing for natural gas in the Marcellus and Utica shales. **Annals of the New York Academy of Sciences**, v. 1286, p. 1–14, maio 2013.

KONSCHNIK, K. E.; BOLING, M. K. Shale gas development: a smart regulation framework. **Environmental science & technology**, v. 48, n. 15, p. 8404–16, 5 ago. 2014.

MACHADO, P. A. L. **Direito Ambiental Brasileiro**. 24^a ed. ed.São Paulo: Malheiros, 2016.

MAIR, R. et al. **Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://eprints.gla.ac.uk/69554/>>.

MAUTER, M. S. et al. 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, 5 ago. 2014.

MOLOFSKY, L. J. et al. Methane in Pennsylvania water wells unrelated to Marcellus shale fracturing. **Oil and Gas Journal**, v. December 5, p. 54–67, 2011.

MYERS, T. Potential Contaminant Pathways from Hydraulically Fractured Shale to Aquifers. **Ground Water**, v. 50, n. 6, p. 872–882, 2012.

NEWELL, R. G.; RAIMI, D. Implications of shale gas development for climate change. **Environmental science & technology**, v. 48, n. 15, p. 8360–8, 5 ago. 2014.

OECD AND IEA. International Energy Agency. **Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas**. [s.l: s.n.].

OSBORN, S. G. et al. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. **Proceedings of the National Academy of Sciences**, v. 108, n. 20, p. 8172–8176, 17 maio 2011.

PROMINP/CTMA. **Aproveitamento de Hidrocarbonetos Não Convencionais no Brasil**. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=82612>>.

RICHARDSON, N. et al. **The State of state shale gas regulationResources for the Future**. [s.l: s.n.].

SÁNCHEZ, L. E. **Avaliação de impacto ambiental: conceitos e métodos**. 1^a. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2008.

SOUTHER, S. et al. Biotic impacts of energy development from shale: research priorities and knowledge gaps. **Frontiers in Ecology and the Environment**, v. 12, n. 6, p. 330–338, ago. 2014.

TRENNEPOHL, C. E T. T. **Licenciamento Ambiental**. 6^a ed. ed. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2016.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, GROUND WATER PROTECTION COUNCIL, A. C. **Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <http://energy.gov/sites/prod/files/2013/03/f0/ShaleGasPrimer_Online_4-2009.pdf>.

ZOU, C. Shale Gas. In: **Unconventional Petroleum Geology**. [s.l.] Elsevier, 2013. p. 149–190.

GLOSSÁRIO

Agente de Sustentação (ou propante): material granular utilizado no fraturamento hidráulico para sustentar a fratura, impedindo seu fechamento após a interrupção da injeção do fluido de fraturamento e possibilitando a obtenção de um canal permanente de fluxo entre formação e poço, depois de concluído o bombeio de fluido e propagação da fratura. São exemplos: as areias, as areias tratadas com resina, os grãos cerâmicos e a bauxita.

Água de Retorno (ou Efluente Gerado, conforme a Resolução ANP nº 21/2014): fluido de retorno resultante do fraturamento hidráulico (*flowback*), podendo conter substâncias oriundas do Reservatório Não Convencional e do fluido de fraturamento.

Análise de Riscos: processo analítico sistemático, alinhado com as melhores práticas de engenharia, e produto de estudo de equipe multidisciplinar qualificada, no qual são identificados os perigos potenciais do conjunto de atividades a serem desenvolvidas e determinadas, qualitativamente ou quantitativamente, a probabilidade de ocorrência e as consequências de eventos potencialmente adversos, bem como os possíveis impactos ao homem e ao meio ambiente, indicando os critérios de aceitação de risco adotados, bem como as medidas para a prevenção e mitigação dos cenários identificados.

Aquífero: corpo hidrogeológico com capacidade de acumular e transmitir água através de seus poros, fissuras ou espaços resultantes da dissolução e carreamento de materiais rochosos.

Barreira de Segurança: conjunto de elementos capazes de conter ou isolar os fluidos dos diferentes intervalos permeáveis.

Ciclo de Vida do Poço: período durante o qual são desenvolvidas as atividades de projeto, construção, completação, produção e abandono do poço.

Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional: 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.

Jazida convencional de petróleo e gás natural - reservatório ou depósito de petróleo ou gás natural possível de ser posto em produção sem o uso de tecnologias e processos especiais de recuperação.

Onshore - ambiente terrestre ou área localizada em terra.

Recurso não convencional de petróleo e gás natural - recurso cuja produção não atinge taxas de fluxo econômico viável ou que não produzem volumes econômicos de petróleo e gás sem a ajuda de tratamentos de estimulação maciça ou de tecnologias e processos especiais de recuperação, como as areias betuminosas - *oilsands*, o gás e o óleo de folhelho - *shale-gas* e *shale-oil*, o metano em camadas de carvão - *coalbed methane*, os hidratos de metano e os arenitos de baixa permeabilidade - *tightsandstones*;

Reservatório Não Convencional: rocha de permeabilidade inferior a 0,1 mD, contendo hidrocarbonetos, onde se executa fraturamento hidráulico visando à produção desses hidrocarbonetos (Resolução ANP nº 21/2014).

Sistema de Gestão Ambiental: parte do sistema de gestão global que inclui estrutura organizacional, atividades de planejamento, responsabilidades, práticas, procedimentos, processos e recursos para desenvolver, implementar, atingir, analisar criticamente e manter a política ambiental definida pelo Operador.