

Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste

Analyse comparative des législations concernant
l'industrie du gaz de schiste (L1-1)

PENNSYLVANIE

Août 2012

Soumis par
**Chaire de recherche du Canada
en droit de l'environnement**



UNIVERSITÉ
LAVAL

Faculté de droit

Le présent rapport a été préparé par la Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement (CRCDE) pour le Comité de l'évaluation environnementale stratégique dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste. La coordination des activités de la recherche fut réalisée par Paule Halley, professeure titulaire à la Faculté de droit de l'Université Laval et titulaire de la Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement. La CRCDE remercie Me Jean Baril pour la supervision des activités de recherche ainsi que Me Geoffrey Garver pour les recherches réalisées sur la législation applicable à l'industrie du gaz de schiste dans l'État de Pennsylvanie. La présentation des faits et les opinions exprimées dans ce document sont celles des auteurs et n'engagent aucunement le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste ou le ministère du Développement durable de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.

Créée en 2002, la CRCDE de l'Université Laval a pour mission de participer au développement des connaissances juridiques en matière de protection de l'environnement et de développement durable, d'encourager le renforcement des lois et réglementations efficaces et de favoriser la formation dans le secteur du droit de l'environnement.

Analyse comparative des législations
concernant l'industrie du gaz de schiste

PENNSYLVANIE

TABLE DES MATIÈRES

Introduction	1
1. L'administration publique	2
1.1. Le cadre général	2
1.1.1. Les orientations du gouvernement fédéral	2
1.1.2. Les orientations de l'État de Pennsylvanie	2
1.2. Les orientations sectorielles	3
1.3. Les orientations territoriales	4
1.3.1. Les municipalités	4
1.3.2. Les terres de l'État	5
1.3.3. La Delaware River Basin Commission et la Susquehanna River Basin Commission	6
2. L'industrie	8
2.1. L'appropriation de la ressource	8
2.2. L'exploration	9
2.2.1. L'installation des puits et les activités initiales	9
2.2.2. Le transport	11
2.2.3. Le forage et le revêtement des puits	13
2.2.4. La fracturation hydraulique	15
2.2.5. L'approvisionnement en eau	18
2.2.6. Le contrôle des émissions dans l'atmosphère	19
2.2.7. La prévention et la gestion des déversements	20
2.3. L'exploitation	21
2.3.1. Le contrôle des émissions dans l'atmosphère	21
2.3.2. La prévention et la gestion des déversements	22
2.3.3. La mise en oeuvre d'un plan d'urgence	22
2.4. L'aspect économique	22
2.4.1. Les redevances	22
2.4.2. Les garanties financières	23
2.5. La fermeture et l'abandon	23
2.5.1. Les sites orphelins	24
2.5.2. La restauration des sites	24
3. La population	25
3.1. L'accès à l'information	25
3.2. La consultation et la participation du public	26
3.3. Les recours	27
Conclusion	28

INTRODUCTION

L'industrie gazière et oléifère existe en Pennsylvanie depuis le 19^e siècle, mais le développement du gisement Marcellus, depuis 2004, a déclenché l'un des plus importants débats sur les enjeux économiques et environnementaux de cette industrie aux États-Unis. En mars 2011, le Gouverneur de l'État de Pennsylvanie a créé la *Governor's Marcellus Shale Advisory Commission* (GMSAC), une commission de consultation chargée de développer une stratégie globale permettant l'exploitation responsable du gaz de schiste du gisement Marcellus, dans le respect des lois et des politiques environnementales en vigueur¹. En juillet 2011, la commission a soumis au Gouverneur un rapport² expliquant que c'est seulement en 2004 que l'industrie du gaz de schiste a pris son essor en Pennsylvanie, même si la présence du schiste était connue depuis les années 1970. Selon ce rapport, la Pennsylvanie disposerait d'un potentiel de 50 à 363 millions de m³ de gaz de schiste³.

La richesse du gisement a conduit à une forte croissance de l'exploration et de l'exploitation de la ressource, de telle sorte que depuis 2008, l'industrie est devenue le premier employeur dans l'État, représentant plus de 4 % des emplois totaux. Par exemple, dans le comté de Bradford situé dans le nord-ouest de l'État, l'essor de l'industrie a fait passer le taux de chômage de 10 %, en 2009, à 5 % en 2011. Il en résulte d'importants revenus pour l'État. Selon un communiqué de presse publié en mai 2011 par le *Pennsylvania Department of Revenue*, depuis 2006, le développement du gaz de schiste a rapporté plus de 1,3 milliard de dollars d'impôts, sans compter les redevances et les frais de permis⁴.

C'est entre autres pour ces raisons que les promoteurs, le gouvernement et beaucoup de citoyens ont fait la promotion du développement de cette industrie, en Pennsylvanie. Cependant, la migration du méthane vers les nappes d'eau, les fuites d'eaux de fracturation souterraines, l'abondance des eaux usées qui remontent à la surface des puits ainsi que les incidents environnementaux survenus dans l'État ont semé le doute quant au contrôle des impacts environnementaux de cette industrie⁵. Face à ces enjeux, le rapport de la GMSAC propose plusieurs solutions afin d'améliorer l'encadrement réglementaire des projets d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste. En avril 2012, d'importantes

¹ Commonwealth of Pennsylvania, Governor's Office, Executive Order 2011-01 (8 mars 2011), en ligne : http://www.portal.state.pa.us/portal/server.pt/gateway/PTARGS_0_2_785_708_0_43/http%3B/pubcontent.state.pa.us/publishedcontent/publish/global/files/executive_orders/2010__2019/2011_01.pdf, consulté le 1 juin 2012.

² *Governor's Marcellus Shale Advisory Commission Report*, 22 juillet 2011.

³ Les géologues estiment qu'un chiffre exact est impossible à déterminer puisque la référence de leurs calculs est habituellement un ratio de 10 % du gaz en place. Toutefois, depuis la croissance de l'industrie et l'utilisation de la technique d'hydrafracturation, les producteurs réussissent à récupérer 30 % du gaz en place. Ceci explique l'écart de 7455 millions de pieds cubes dans les estimations du potentiel gazier.

⁴ Pennsylvania Department of Revenue, Communiqué de presse, *Drilling Industry Paid More Than \$1 Billion in State Taxes Since 2006* (2 mai 2011), en ligne : http://www.revenue.state.pa.us/portal/server.pt/community/news__reports/11221/pa_revenue_news_releases/565840, consulté le 4 juin 2012.

⁵ *Rapport de la Governor's Marcellus Shale Advisory Commission*, supra note 2, pages 74-75; NYSDEC, *Revised Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement On The Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program: Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs*, 7 septembre 2011, chapitre 10, en ligne : <http://www.dec.ny.gov/data/dmn/rdsgeisfull0911.pdf>, consulté le 1 juin 2012.

modifications de la *Oil and Gas Act* sont aussi entrées en vigueur. Un portrait de la législation et de la réglementation applicable à l'industrie du gaz de schiste dans l'État de Pennsylvanie est présenté dans les pages qui suivent.

1. L'ADMINISTRATION PUBLIQUE

1.1. Le cadre général

Voir la section 1.1 de l'analyse consacrée à la législation de l'État de New York.

1.1.1. Les orientations du gouvernement fédéral

Voir la sous-section 1.1.1 de l'analyse consacrée à la législation de l'État de New York.

1.1.2. Les orientations de l'État de Pennsylvanie

La Pennsylvanie est dotée d'un système gouvernemental assez typique aux États-Unis. Le Gouverneur assure les fonctions exécutives, une assemblée constituée d'une Chambre des représentants et d'un Sénat assure les fonctions législatives et la Cour suprême de Pennsylvanie est la plus haute instance de l'appareil judiciaire.

Suite à l'essor du mouvement de protection environnementale dans les années 1970, la Constitution de Pennsylvanie fut modifiée pour y intégrer un droit constitutionnel à l'environnement énoncé ainsi :

The people have a right to clean air, pure water, and to the preservation of the natural, scenic, historic and esthetic values of the environment. Pennsylvania's public natural resources are the common property of all the people, including generations yet to come. As trustee of these resources, the Commonwealth shall conserve and maintain them for the benefit of all the people⁶.

Selon cette disposition de la Constitution, l'État doit tendre vers un développement contrôlé en trouvant l'équilibre entre les effets néfastes pour l'environnement et les avantages socioéconomiques d'une activité de développement⁷. L'interprétation de ce droit à l'environnement par les tribunaux de Pennsylvanie est limitée, de sorte qu'il n'est pas très utile pour contester une activité de développement. Les tribunaux utilisent un test en trois étapes : (1) si les lois et les règlements qui visent à protéger l'environnement et les ressources naturelles ont été respectés et (2) si un effort raisonnable a été fait pour minimiser l'atteinte à l'environnement et que (3) les dommages environnementaux ne sont pas nettement plus importants que les avantages de l'activité, alors le droit constitutionnel à l'environnement est respecté⁸. Lorsque les activités sont réglementées, il est très rare qu'une demande de protection de ce droit à l'environnement réussisse ce test avec succès⁹.

⁶ *Constitution of the Commonwealth of Pennsylvania* (1973), article 1, section 27.

⁷ Widener University School of Law, Environmental and Natural Resources Law Clinic, *A Citizen's Guide to Article I, Section 27 of the Pennsylvania Constitution* (2010), en ligne : http://blogs.law.widener.edu/envirolawcenter/files/2010/03/PA_Citizens_Guide_to_Art_I_Sect_27.pdf, consulté le 1 juin 2012.

⁸ *Payne v. Kassab*, 312 A.2d 86, 94 (Pa. Commw. Ct. 1973), *aff'd*, 361 A.2d 263 (Pa. 1976). Voir aussi, Mary Ellen Cussack, « Judicial Interpretation of State Constitutional Rights to a Healthful Environment », 20 *B.C. Env'tl. Aff. L. Rev.* 173 à la page 193 (1993).

⁹ *Ibid.*, à la page 10.

1.2. Les orientations sectorielles

En Pennsylvanie, huit agences gouvernementales entrent en jeu dans l'encadrement de l'industrie du gaz de schiste.

En premier lieu, le *Department of Environmental Protection* (DEP)¹⁰ joue un rôle significatif. Le DEP administre un grand nombre de programmes touchant le développement du *Marcellus Shale*, en conformité avec un certain nombre de lois, règlements et politiques. Parmi les plus pertinents, il y a la *Oil and Gas Act*, qui énonce les conditions d'émission des permis, des garanties, de réalisation d'un forage, de l'installation et de l'utilisation des puits, de la fermeture et de la restauration des sites d'exploitation du gaz de schiste; la *Oil and Gas Conservation Law* qui établit les distances entre les puits; la *Clean Streams Law* qui régleme la protection et la prévention de la contamination de l'eau, y compris les permis pour les rejets d'effluent dans les eaux de l'État; la *Solid Waste Management Act* qui régleme l'entreposage, la collecte, le transport, le traitement et l'élimination des déchets solides; la *Air Pollution Control Act* qui est chargée de la protection de l'air et de la gestion des permis pertinents; mais aussi la *Pennsylvania Safe Drinking Water Act*, la *Hazardous Material Emergency Planning and Response Act*, la *Hazardous Sites Cleanup Act*, la *Waste Transportation Safety Act*, la *Storage Tank and Spill Prevention Act*, et la *Water Resources Planning Act*¹¹.

Le *Pennsylvania Department of Conservation and Natural Resources* (DCNR)¹² est une autre agence importante. Elle ne délivre pas de permis (ceux-ci sont administrés par le DEP) mais agit en tant qu'agent de l'État pour le développement gazier et oléifère sur les terrains qui appartiennent à l'État ou sont gérés par lui, comme les parcs et les forêts publics. C'est le DCNR qui agit à titre d'agent de location lorsqu'un bail intervient entre une compagnie gazière et l'État. Il administre le *Oil and Gas Lease Fund* dans lequel sont versés les loyers et les redevances des terres louées de l'État. Avec le DEP, le DCNR est responsable de mettre en place les directives nécessaires afin de garantir que les processus d'extraction miniers sur ces terres soient réalisés avec le moins d'impacts possible sur la sécurité humaine et l'environnement¹³.

D'autres agences ayant un rôle moins important que les deux précédentes doivent être mentionnées. Il s'agit du *Pennsylvania Department of Transportation* (PENNDOT) qui s'assure de la sécurité des routes, de la *Public Utility Commission* (PUC) qui prévoit certains aspects des gazoducs utilisés pour le transport du gaz de schiste, de la *Pennsylvania Emergency Management Agency* (PEMA), du *Pennsylvania Department of Agriculture*, du *Pennsylvania Department of Labor and Industry* et du *Pennsylvania Department of State*¹⁴.

¹⁰ Pennsylvania Department of Environmental Protection, en ligne :

http://www.depweb.state.pa.us/portal/server.pt/community/dep_home/5968, consulté le 2 mai 2012.

¹¹ Voir *Governor's Marcellus Shale Advisory Commission Report*, 22 juillet 2011, pages 40-42.

¹² Pennsylvania Department of Conservation and Natural Resources, en ligne :

<http://www.dcnr.state.pa.us/index.aspx>, consulté le 2 mai 2012

¹³ Ce paragraphe est basé sur *Governor's Marcellus Shale Advisory Commission Report*, 22 juillet 2011, pages 38 et 42-43.

¹⁴ *Governor's Marcellus Shale Advisory Commission Report*, 22 juillet 2011 (voir pages 40-47 pour un tableau qui résume la compétence des agences de l'État en ce qui concerne le développement des gaz de schiste).

1.3. Les orientations territoriales

Trois catégories de territoires sont concernées par le développement de l'industrie du gaz de schiste dans l'État de Pennsylvanie : les territoires municipaux, les terres de l'État gérées par le DNCR, et les bassins versants des fleuves Delaware et Susquehanna.

1.3.1. Les municipalités

En Pennsylvanie, l'industrie du gaz de schiste doit répondre aux exigences des trois paliers de gouvernement. En effet, outre la compétence fédérale et celle de l'État sur l'industrie, les municipalités de Pennsylvanie comme celles de l'État de New York jouissent de certains législatifs accordés par la Constitution, le *Home Rule*. Depuis 1972, la constitution du Commonwealth indique que les municipalités ont le droit et le pouvoir d'encadrer et d'adopter des chartes et des règles concernant la gouvernance de leur territoire¹⁵. Par contre, la *Oil and Gas Act*¹⁶, qui a été modifiée de manière importante en 2012, pose des limites significatives à ce pouvoir en ce qui concerne les opérations gazières et pétrolières. D'abord, l'État a conservé la disposition qui limite les pouvoirs des municipalités :

Except with respect to local ordinances adopted pursuant to the [Municipalities Planning Code (MPC)] and the [...] Flood Plain Management Act, all local ordinances purporting to regulate oil and gas operations regulated by Chapter 32 (relating to development) are hereby superseded. No local ordinance adopted pursuant to the MPC or the Flood Plain Management Act shall contain provisions which impose conditions, requirements or limitations on the same features of oil and gas operations regulated by Chapter 32 or that accomplish the same purposes as set forth in Chapter 32. The Commonwealth, by this section, preempts and supersedes the regulation of oil and gas operations as provided in this chapter¹⁷.

C'est à la suite de décisions rendues par la Cour suprême de Pennsylvanie, ayant confirmé le pouvoir des municipalités de réglementer l'emplacement des puits de gaz schiste et d'autres aspects du développement gazier en vertu de leurs pouvoirs traditionnels en matière de zonage¹⁸, que l'État a décidé d'insérer de nouvelles dispositions dans la *Oil and Gas Act* afin de limiter la réglementation du développement gazier par les municipalités. Ainsi, la nouvelle loi leur interdit d'établir une réglementation environnementale et leur ordonne de permettre le développement raisonnable, ce qui veut dire que les municipalités doivent désormais « authorize oil and gas operations, other than activities at impoundment areas, compressor stations and processing plants, as a permitted use in all zoning districts », y compris dans les zones résidentielles¹⁹. De plus, la nouvelle loi accorde aux personnes concernées par une réglementation municipale non conforme aux dispositions de la loi, le droit de poursuivre la municipalité en justice afin de le faire invalider et, dans certaines circonstances, de

¹⁵ *Constitution of the Commonwealth*, article IX section 2.

¹⁶ 58 Pa.C.S. §§ 2301-3504 (2012) (anciennement 58 P.S. §§ 601.101-601.605).

¹⁷ 58 Pa.C.S. § 3302.

¹⁸ *Huntley & Huntley, Inc. v. Borough Council of Oakmont*, 600 Pa. 207, 964 A.2d 855 (2009); *Range Resources-Appalachia, LLC v. Salem Township*, 600 Pa. 231, 964 A.2d 869 (2009).

¹⁹ 58 Pa.C.S. §§ 3303, 3304.

réclamer des frais d'avocat²⁰.

Bref, la nouvelle loi écarte le *Home Rule* en ce qui concerne le développement gazier et oléifère dans l'État de Pennsylvanie. Dans ce contexte, sept municipalités du Commonwealth ont obtenu, en avril 2012, une injonction judiciaire temporaire de 120 jours pour suspendre l'entrée en vigueur des dispositions de la nouvelle *Oil and Gas Act*, le temps pour elles de s'adapter²¹. En juillet 2012, dans le même procès, la Pennsylvania Commonwealth Court a déterminé que la disposition de la nouvelle loi qui aurait limité les pouvoirs de zonage des municipalités en exigeant que le développement gazier soit permis dans toutes les zones municipales (58 Pa. Code § 3304) n'est pas constitutionnelle²². Trois sur sept juges s'opposaient à cette détermination, et le Gouverneur a dit que l'État la fera reviser à la Cour suprême de l'État.

Les nouvelles dispositions de la *Oil and Gas Act* (Act 13 de 2012) imposent de nouveaux frais appelés « *unconventional gas well fee* » qui visent les puits de forage dans le gisement Marcellus²³. Ainsi, depuis le 14 avril 2012, les municipalités et les comtés peuvent imposer des frais aux promoteurs et producteurs de gaz de schiste. La PUC administrera le fonds qui recueillera ces frais. Les sommes seront redistribuées entre les agences étatiques, les municipalités et les comtés pour les aider à réparer les dommages causés par l'exploitation du gaz de schiste. Le montant de ces frais est basé à la fois sur le prix de vente moyen du gaz naturel dans la dernière année d'exploitation du puits, sur la quantité produite ainsi que sur l'âge du puits. Des fonds recueillis, 25 millions de dollars seront distribués à plusieurs agences de l'État pour compenser les impacts du développement gazier, et 60 % de ce qui reste seront remis aux comtés et aux municipalités où des frais auront été imposés. Ces nouveaux frais varient entre 40 000 \$ et 60 000 \$ lors de la première année d'exploitation et ils diminuent graduellement, jusqu'à 5 000 \$ et 10 000 \$ après 10 ans d'exploitation, toujours selon le prix du gaz.

1.3.2. Les terres de l'État

À part les municipalités, une autre catégorie territoriale importante concerne les terres appartenant à l'État. Comme mentionné plus haut, c'est le DCNR qui y administre le développement gazier. Afin de protéger les ressources sur les terres publiques gérées par le DCNR, le Gouverneur de l'État a adopté en 2010 une ordonnance indiquant que « no lands owned and managed by DCNR shall be leased for oil and gas development²⁴ ». Étant donné que 700 000 acres de forêts de l'État étaient déjà ouverts au développement gazier, l'ordonnance du Gouverneur a pour effet d'interdire ces activités sur les 800 000 acres restants parmi les 1,5 millions d'acres de forêts étatiques présentes sur le gisement Marcellus. Les

²⁰ 58 Pa.C.S. §§ 3306, 3307.

²¹ *Steptoe & Johnson PLLC: Pennsylvania Court Delays Act 13's Preemption of Local Zoning Ordinances*, en ligne : <http://www.lexisnexis.com/community/emergingissues/blogs/oilgasandenergylaw/archive/2012/05/11/steptoe-and-johnson-pllc-pennsylvania-court-delays-act-13-s-preemption-of-local-zoning-ordinances.aspx>, consulté le 4 mai 2012.

²² *Robinson Township c. Commonwealth of Pennsylvania*, No. 284 M.D. 2012, 2012 WL 3030277 (Pa. Commonw. Ct. 26 juillet 2012)

²³ 58 Pa.C.S. Chapter 23.

²⁴ *Pennsylvania Executive Order 2010-05*.

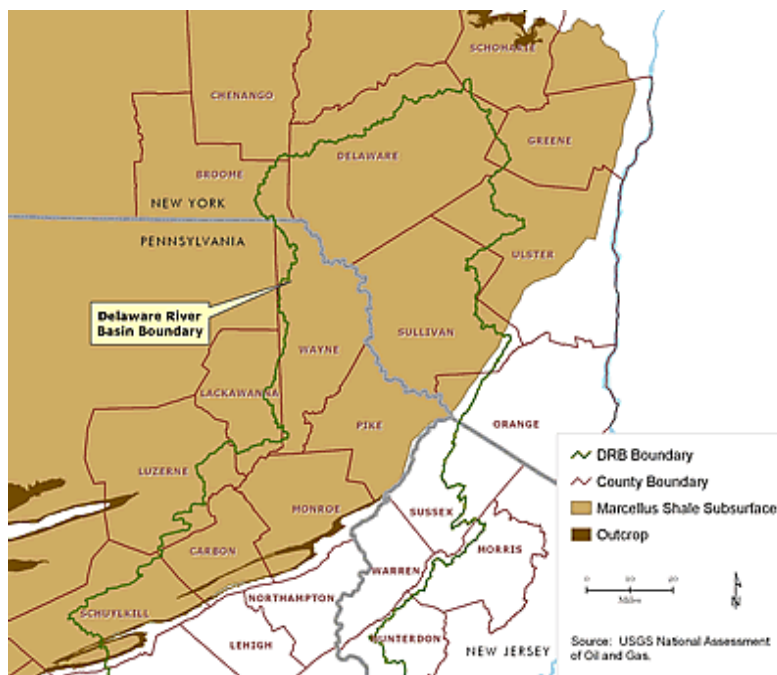
terres visées sont les parcs de l'État, y compris les forêts, les cours d'eau et les espèces qui s'y trouvent²⁵.

1.3.3. La Delaware River Basin Commission et la Susquehanna River Basin Commission

Les fleuves Delaware et Susquehanna sont des cours d'eau interétatiques importants. Pour chacun, il existe une commission composée de représentants du gouvernement fédéral et des États présents dans le bassin versant de ces fleuves. Ces commissions prennent des décisions touchant à la qualité et à la quantité de l'eau qui s'appliquent à tous les États riverains²⁶.

La Delaware River Basin Commission est constituée de représentants des États de New York, du New Jersey, de Pennsylvanie et du Delaware, ainsi que du gouvernement fédéral. Le gisement Marcellus recouvre 36 % du bassin versant du fleuve Delaware situé dans la partie est de l'État (voir carte 1)²⁷.

Carte 1 : Le gisement Marcellus dans le bassin versant du fleuve Delaware



Source : Delaware River Basin Commission, *Extent of Marcellus Shale Formation in the Delaware River Basin*.

La commission intervient dans la réglementation de l'industrie du gaz de schiste puisque les importantes quantités d'eau utilisées lors de la fracturation hydraulique peuvent avoir des impacts sur les cours d'eau et les nappes d'eau situés dans le bassin versant. De plus, les activités d'extraction peuvent contaminer les eaux de surfaces et les eaux souterraines, et des mesures de traitement des eaux usées provenant de

²⁵ Pennsylvania Office of Administration, *Records and Directives*, en ligne : http://www.portal.state.pa.us/portal/server.pt?open=512&objID=708&PageID=224602&mode=2&contentid=http://pubcontent.state.pa.us/publishedcontent/publish/cop_general_government_operations/oa/oa_portal/omd/p_and_p/executive_orders/2010_2019/items/2010_05.html, consulté le 20 mai 2012.

²⁶ Delaware River basin Commission, *Natural Gas Drilling Index Page*, en ligne : <http://www.state.nj.us/drbc/programs/natural/>, consulté le 8 juin 2012.

²⁷ Delaware River basin Commission, *Natural Gas Drilling Index Page*, en ligne : <http://www.state.nj.us/drbc/programs/natural/>, consulté le 8 juin 2012.

la fracturation hydraulique peuvent être nécessaires. En décembre 2010, la commission a proposé un règlement applicable à tout projet de développement gazier dans le bassin versant, y compris la construction et l'opération d'un puits de forage pour l'exploration ou la production de gaz et la fracturation hydraulique à haut ou bas volume²⁸. La commission n'a pas encore adopté la version finale du règlement. En attendant, elle n'approuve aucun projet de développement gazier dans le bassin²⁹.

Le bassin versant du fleuve Susquehanna se trouve dans les États de New York, de Pennsylvanie et du Maryland, et le gisement Marcellus recouvre 72 % de ce bassin (voir carte 2)³⁰.

Carte 2 : Le gisement Marcellus dans le bassin versant du fleuve Susquehanna



Source : *Susquehanna River Basin Commission Information Sheet : Natural Gas Well Development in the Susquehanna River Basin* (Susquehanna River Basin Commission, 2010)

Tout projet de développement gazier dans ce bassin versant doit être approuvé par la commission en ce qui concerne les impacts sur la quantité et la qualité de l'eau. Contrairement à la *Delaware River Basin Commission*, la *Susquehanna River Basin Commission* continue d'approuver les activités de développement gazier, généralement en s'assurant que la réglementation fédérale et celle des États

²⁸ Delaware River Basin Commission, Draft Natural Gas Development Regulations, <http://www.state.nj.us/drbc/programs/natural/draft-regulations.html>, consulté le 8 juin 2012.

²⁹ Delaware River Basin Commission, Minutes of Meeting of May 5, 2010, http://www.state.nj.us/drbc/library/documents/5-05-10_minutes.pdf, consulté le 8 juin 2012.

³⁰ Susquehanna River Basin Commission, Natural Gas Well Development in the Susquehanna River Basin (2010), [http://www.srbcc.net/programs/docs/ProjectReviewMarcellusShale\(NEW\)\(1_2010\).pdf](http://www.srbcc.net/programs/docs/ProjectReviewMarcellusShale(NEW)(1_2010).pdf), consulté le 8 juin 2012.

riverains sont respectées³¹.

2. L'INDUSTRIE

2.1. L'appropriation de la ressource

L'appropriation des droits sur le gaz de schiste dans l'État de Pennsylvanie se fait par bail. Les baux interviennent entre une compagnie gazière et l'État, par l'entremise du DCNR, lorsqu'il s'agit de terres appartenant à l'État, ou entre un propriétaire privé et une compagnie gazière. La durée d'un bail entre un particulier et une compagnie gazière est généralement de cinq ans. Il comprend l'étape d'exploration, le paiement d'un loyer et, si un gisement intéressant est découvert, l'étape d'exploitation et le paiement de redevances³². Le DEP encourage les propriétaires à être prudents et à consulter des avocats spécialisés en droit gazier, afin de protéger leurs intérêts. En Pennsylvanie, la *Oil and Gas Conservation Act* fixe le montant minimum des redevances qu'un opérateur gazier doit verser au propriétaire, à savoir le huitième de la valeur du gaz produit³³. Toutefois, ceci n'empêche pas le propriétaire foncier de négocier des conditions plus favorables.

Dans certains États américains, dont la Pennsylvanie, il est possible de dissocier la propriété du sol et du sous-sol par la vente et cette dissociation suit l'immeuble³⁴. Par conséquent, un propriétaire foncier peut diviser son droit de propriété et vendre les droits miniers de la partie souterraine de son lot à une compagnie gazière. Il peut ensuite vendre son immeuble à un autre propriétaire, mais celui-ci sera uniquement propriétaire des droits de surface. Le propriétaire du sous-sol a un droit d'accès raisonnable à la surface de la propriété, afin de pouvoir développer le gaz qui lui appartient. Le propriétaire de surface n'a aucun droit de participer à la gestion des activités gazières, mais le développement des ressources souterraines doit être exercé de façon raisonnable, dans le respect des droits du propriétaire de surface et conformément à la réglementation³⁵.

Dans ce genre de cas, le DEP encourage le propriétaire des droits de surface à consulter un avocat³⁶. Le DEP suggère aussi que le propriétaire tente d'obtenir une compensation appropriée pour les dommages qu'il pourrait subir suite aux activités d'exploration, et de prendre part aux prises de décisions relatives aux aménagements qui auront lieu sur sa propriété. Les aménagements qui ont lieu en surface sont associés à la construction d'une route d'accès, au forage d'un puits ainsi qu'à l'installation des autres

³¹ Susquehanna River Basin Commission, *Natural Gas Well Development in the Susquehanna River Basin* (2010), [http://www.srbcc.net/programs/docs/ProjectReviewMarcellusShale\(NEW\)\(1_2010\).pdf](http://www.srbcc.net/programs/docs/ProjectReviewMarcellusShale(NEW)(1_2010).pdf), consulté le 8 juin 2012.

³² Pennsylvania State Cooperative Extension, *Natural Gas Exploration : A Landowner's Guide to Leasing Land in Pennsylvania* (2008), <http://pubs.cas.psu.edu/freepubs/pdfs/ua448.pdf>, consulté le 8 juin 2012.

³³ 25 Pa. Code § 79.1.

³⁴ Pennsylvania State Cooperative Extension, *Natural Gas Exploration: A Landowner's Guide to Leasing Land in Pennsylvania* (2008), <http://pubs.cas.psu.edu/freepubs/pdfs/ua448.pdf>, consulté le 8 juin 2012.

³⁵ Ross H. Pifer, *The Marcellus Shale Natural Gas Rush: The Impact of Drilling on Surface Owner Rights* (2011), Pennsylvania State Dickinson School of Law, The Agricultural Law and Resource Center, http://law.psu.edu/_file/aglaw/Natural_Gas/The_Marcellus_Shale_Natural_Gas_Rush-The_Impact_of_Drilling_on_Surface_Owner_Rights.pdf, consulté le 8 juin 2012.

³⁶ Pour les suggestions dans ce paragraphe, voir Pennsylvania Department of Environmental Protection, *Fact Sheet: Landowners and Oil and Gas Leases in Pennsylvania* (2010), <http://www.elibrary.dep.state.pa.us/dsweb/Get/Document-81979/5500-FS-DEP2834.pdf>.

infrastructures nécessaires à l'extraction du gaz. Avant le début des activités d'exploration, le propriétaire de surface peut aussi demander à la compagnie de réaliser un relevé des informations concernant la qualité des sources d'eau situées sur sa propriété et utilisées par les résidents et les animaux. De cette façon, si une contamination des eaux a lieu, le propriétaire de surface aura la preuve de la qualité des eaux avant l'exploration et pourra plus facilement obtenir une réparation appropriée. Enfin, le propriétaire de surface reçoit un avis lorsqu'un permis de forage est accordé à la compagnie gazière qui détient les droits sur le gaz se retrouvant sous son terrain. Il a alors le pouvoir de s'opposer au forage du puits si celui-ci ne respecte pas les règles sur les distances à respecter³⁷ (voir section 3.2.).

Les baux conclus avec l'État sont octroyés par appel d'offres, à celui qui propose le meilleur loyer pour la première année³⁸. Cette méthode permet d'assurer le revenu le plus élevé à l'État. Normalement, ce dernier est propriétaire du sol et du sous-sol, mais pour 15 % des forêts étatiques, les droits de développer le sous-sol appartiennent à un propriétaire privé. Dans un tel cas, l'État est obligé de donner accès au sous-sol, tout en ne perdant pas de vue sa mission de conservation des ressources forestières³⁹.

2.2. L'exploration

2.2.1. L'installation des puits et les activités initiales

En 2012, le législateur de Pennsylvanie a modifié la *Oil and Gas Act* dans le but de répondre aux nouveaux enjeux associés à l'essor de l'industrie du gaz de schiste⁴⁰. En effet, pour pouvoir procéder à l'installation et au forage d'un puits de gaz de schiste, il faut obtenir un permis de forage du DEP. Avec la nouvelle loi, la demande de permis doit désormais être accompagnée d'une garantie financière approuvée, d'un plan détaillé proposant l'emplacement du puits et d'une preuve de communication des avis requis aux personnes concernées, comme par exemple la municipalité où se trouve le puits et toute autre municipalité à moins de 3 000 pieds du puits, ou encore le propriétaire de surface et tout autre propriétaire de surface dont les sources d'eau sont à moins de 3 000 pieds du puits. En plus, un permis ne peut pas être approuvé si le *unconventional gas well fee* n'a pas été payé, s'il y a lieu (voir section 1.3.1.).

Les modifications de la *Oil and Gas Act* interdisent l'installation de tout puits de forage de gaz à moins de 100 pieds d'un cours d'eau et, dans le cas des gaz non conventionnels, à moins de 300 pieds. De plus, la surface perturbée autour du puits doit être à au moins 100 pieds de tout cours d'eau⁴¹. Les puits de gaz non conventionnel doivent également être à au moins 300 pieds de toute zone humide. En outre, les puits de gaz non conventionnel doivent être à 500 pieds ou plus de tout bâtiment et à 1 000 pieds ou plus d'un puits d'eau ou d'une autre source d'eau, à moins que le propriétaire ne donne sa permission.

³⁷ 25 Pa. Code § 78.21.

³⁸ Pennsylvania Department of Conservation and Natural Resources, *Gas Leasing Policy and Process*, <http://www.dcnr.state.pa.us/forestry/naturalgasexploration/policy/index.htm>, consulté le 8 juin 2012.

³⁹ Pennsylvania Department of Conservation and Natural Resources, *Guidelines for Administering Oil and Gas Activity on State Forest Lands* (2011), http://www.dcnr.state.pa.us/ucmprd2/groups/public/documents/document/dcnr_004055.pdf, consulté le 8 juin 2012.

⁴⁰ *Pennsylvania Act 13 of 2012*, 58 Pa.C.S. §§ 2301-3504.

⁴¹ 58 Pa. C.S. § 3215 pour toutes les informations dans ce paragraphe.

De plus, selon la nouvelle loi, une compagnie de gaz peut se voir accorder une exemption à toutes ces restrictions de distance si elle s'engage à mettre en oeuvre certaines mesures de sécurité supplémentaires. Cependant, en juillet 2012, la Pennsylvania Commonwealth Court a déterminé que la disposition de la loi qui permet ces exemptions n'est pas constitutionnelle parce qu'elle n'établit pas suffisamment les normes que le DEP doit considérer en accordant une exemption⁴².

Le DEP est tenu d'approuver une demande de permis dans les 45 jours de sa soumission, avec des conditions s'il y a lieu, à moins qu'il ait une raison valable de la refuser. À la suite de la délivrance du permis, le promoteur ne peut commencer le forage que 24 heures après en avoir averti le propriétaire de surface et l'autorité locale. La durée d'un permis est d'un an, à moins que le développement du gisement ne continue⁴³.

Avant de faire une demande de permis de forage, le promoteur doit aussi soumettre au DEP une garantie ou *bond*, sous la forme d'une caution, d'un dépôt en garantie ou d'un contrat de fiducie⁴⁴. Cette garantie doit être en vigueur au moins un an après la date du certificat approuvant la fermeture du puits, jusqu'au transfert du puits à un autre promoteur ou jusqu'à ce qu'elle soit remplacée⁴⁵.

Dans certains cas, le promoteur doit, pour installer un puits ou une plateforme de puits, obtenir un permis supplémentaire, le *Encroachments and crossing permit* qui est une autorisation d'empiétement et de traverse d'un cours d'eau. Le DEP est l'autorité compétente pour l'émission de ce permis⁴⁶.

Enfin, dans les cas où la construction d'une route d'accès ou l'exercice d'autres activités entraînant la perturbation du sol seront nécessaires, le promoteur doit mettre en oeuvre les *Best management practices* afin de minimiser l'érosion et de contrôler les sédiments causés par la construction des routes d'accès en construisant, par exemple, des clôtures anti-érosion en bordure des routes⁴⁷. Un *Erosion and Sediment Control Plan* démontrant que le développement se fera dans le respect et la protection des ressources naturelles est exigé, pour tout projet gazier qui peut causer des perturbations dans une zone de plus de 5 000 pieds carrés ou qui risque d'introduire des sédiments dans un cours d'eau de haute qualité (*High Quality or Exceptional Value waters*)⁴⁸. Ce plan doit démontrer que le projet peut être réalisé sans accélérer le processus d'érosion et de sédimentation, il appartient au DEP et aux *County Conservation Districts* de surveiller les travaux en ce sens. Un *Erosion and Sediment Control Permit* est

⁴² *Robinson Township c. Commonwealth of Pennsylvania*, No. 284 M.D. 2012, 2012 WL 3030277 (Pa. Commonw. Ct. 26 juillet 2012).

⁴³ 58 Pa.C.S. § 3211.

⁴⁴ 58 Pa. C.S. § 3225.

⁴⁵ La *Pennsylvania Oil and gas Act* fixe le montant des garanties à un maximum de 4 000 \$ par puits de moins de 6 000 pieds de longueur, mais pas plus de 35 000 \$ pour 50 puits ou moins, pas plus de 60 000 \$ pour entre 51 et 150 puits, pas plus de 100 000 \$ pour entre 151 et 250 puits et pas plus de 250 000 \$ pour plus de 250 puits. Pour les puits de plus de 6 000 pieds de longueur, la garantie est de 10 000 \$ par puits, mais pas plus de 140 000 \$ pour 25 puits ou moins, pas plus de 290 000 \$ pour entre 26 et 50 puits, pas plus de 430 000 \$ pour entre 51 et 150 puits et pas plus de 600 000 \$ pour plus de 150 puits. La personne qui demandera ensuite le permis doit être celle dont le nom apparaît sous la garantie financière.

⁴⁶ 25 Pa. Code § 105

⁴⁷ 25 Pa. Code § 102

⁴⁸ 25 Pa. Code § 102.4; *Rapport de la Governor's Marcellus Shale Advisory Commission*, supra note 2, à la page 70.

exigé pour les activités de développement gazier qui peut causer des perturbations dans une zone de 4,94 acres ou plus⁴⁹. En général, un promoteur peut obtenir un *Erosion and Sediment Control General Permit* pour lequel le processus de délivrance est accéléré, mais cette option ne sera pas disponible pour les activités de développement gazier qui posent un risque de sédimentation des cours d'eau de haute qualité, qui ont lieu dans les plaines inondables ou sur des sols contaminés⁵⁰.

2.2.2. Le transport

2.2.2.1. Par camion

Le PENNDOT est l'entité responsable de la gestion des routes, des trains et des gazoducs dans les limites de l'État. Pour ce qui est des déplacements par camions, l'État administre le transport sur les autoroutes. L'obtention d'un permis de transport de marchandises et le paiement de certains frais auprès du PENNDOT sont nécessaires, lorsqu'un camion utilisé pour le transport des matériaux nécessaires à l'industrie dépasse le poids autorisé sur les routes⁵¹.

Une problématique particulière associée au développement de l'industrie gazière consiste en l'utilisation fréquente et l'usure prématurée des routes locales. Un système réglementaire a été mis en œuvre afin de corriger cette situation. Ainsi, le PENNDOT ou une autorité locale peut utiliser une signalisation particulière, le *posting*, indiquant le poids maximum permis sur une route qui risque d'être endommagée ou qui montre des signes de détérioration prématurée, selon le nombre de véhicules circulant sur la route et leurs poids. Un permis, le *Hauling in Excess of Posted Weight Limit Permit*⁵², doit alors être obtenu par les promoteurs qui désirent emprunter une route faisant l'objet de cette signalisation, si le poids de leurs véhicules dépasse les limites fixées pour cette voie. Afin d'obtenir ce permis, un promoteur doit accompagner sa demande d'un *Excess Maintenance Agreement*, d'une garantie financière et d'un rapport d'inspection de la route. L'*Excess Maintenance Agreement* est une entente dans laquelle le promoteur reconnaît sa responsabilité future dans les cas d'usure prématurée des routes empruntées. La garantie financière démontre les capacités du promoteur à remplir ses obligations. Elle s'élève à 12 500 \$ pour les routes pavées, à 6 000 \$ pour les routes secondaires et à 50 000 \$ pour les routes dont les autorités acceptent un certain niveau d'usure, et ce pour chaque mille de route. Enfin, le rapport d'inspection routière est nécessaire pour démontrer l'état de la route avant qu'elle ne soit utilisée par le promoteur⁵³.

⁴⁹ 25 Pa. Code § 102.4.

⁵⁰ Pennsylvania Department of Environmental Protection, *Instructions for a Notice of Intent (NOI) for Coverage Under the Erosion and Sediment Control General Permit (ESCGP-1) For Earth Disturbance Associated with Oil and Gas Exploration, Production, Processing or Treatment Operations or Transmission Facilities*, en ligne : <http://www.elibrary.dep.state.pa.us/dsweb/Get/Document-83401/Modified%205500-PM-OG0005%20NOI%20Instructions%202.pdf>, consulté le 4 mai 2012; Stipulation of Settlement, *Chesapeake Bay Foundation v. Commonwealth of Pennsylvania*, (Pa. Environmental Hearing Board), EHB Docket No. 2009-116-L (6 juillet 2011), en ligne : <http://ehb.courtapps.com/efile/documentViewer.php?documentID=10070>, consulté le 9 juin 2012.

⁵¹ 75 Pa.S.C. Chapter 49; 67 Pa. Code §§ 179, 189.

⁵² 67 Pa. Code § 189.

⁵³ Les informations dans ce paragraphe sont tirées du *Rapport de la Governor's Marcellus Shale Advisory Commission*, *supra* note 2 aux pages 92-96, et de 67. Pa. Code § 189.

Ce processus a permis aux autorités d'augmenter l'étendue des routes avec des limites de poids, passant de 7 133 milles en 2005, à 11 267 milles en 2011⁵⁴. Cependant, la GMSAC constate que plusieurs routes ne sont pas protégées par ces exigences, surtout les routes principales où le volume de circulation rend cette signalisation particulière plus difficile. De plus, elle constate que même si les efforts municipaux se multiplient afin d'assujettir plus de routes à ces règles, le manque de main d'œuvre freine la démarche, les garanties sont insuffisantes face aux coûts de réparation des routes endommagées, et la qualité de l'entretien des routes n'est pas toujours très élevée⁵⁵. Bref, l'impact du développement gazier sur les routes de la Pennsylvanie demeure un défi important.

2.2.2.2. Par gazoducs

Malgré le fait que les gazoducs soient utilisés surtout à l'étape de l'exploitation d'un puits de gaz, sa planification et sa construction interviennent aux étapes précédentes. En ce qui concerne la construction de gazoducs entre deux ou plusieurs États, ou de certains gazoducs dans un État mais qui sont affectés au commerce entre les États, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) reste l'autorité compétente. La FERC et le *Department of Transportation* fédéral, avec sa *Pipeline and Hazardous Waste Administration*, fixent des normes minimales à respecter lors de la construction d'un pipeline. À ce sujet, nous vous référons à la section 2.2.2.2. de l'analyse consacrée à la législation de l'État de New York.

C'est la PUC qui s'occupe des gazoducs compris dans les limites territoriales de l'État, mais seulement si un gazoduc sert à distribuer du gaz au public pour pallier à l'insatisfaction de la demande du public par les fournisseurs réguliers⁵⁶. Il y a 35 entreprises de *gas utilities* sous la responsabilité de la PUC, qui s'occupe principalement de la concurrence et des questions touchant le marché du gaz dans l'État⁵⁷. Pour garantir que le développement des gazoducs sous sa compétence ait lieu de façon sécuritaire, la PUC joue un rôle d'inspecteur et ses employés doivent se déplacer sur le terrain afin de vérifier si les méthodes et pratiques des compagnies gazières sont conformes à la loi. Toutefois, le manque d'effectifs ne garantit pas l'inspection de tous les chantiers. En outre, la PUC n'est pas compétente pour inspecter tous les projets de pipelines.

Afin d'entreprendre la construction d'un gazoduc confiné dans l'État et qui ne relève pas de la compétence de la FERC, un promoteur doit négocier des servitudes (*right-of-way*) avec les propriétaires des terrains sur lesquels il implante son projet. Une servitude consiste en la désignation d'une parcelle de terrain du propriétaire de surface et à sa vente au promoteur en totalité ou en partie. Il est important de spécifier que lorsqu'un propriétaire ne veut pas signer une semblable servitude, le promoteur peut se prévaloir du *Eminent Domain* qui lui accorde un droit d'expropriation. Toutefois, celui-ci trouve seulement application pour les projets entre deux ou plusieurs États. Dans les cas où le projet de

⁵⁴ *Rapport de la Governor's Marcellus Shale Advisory Commission*, supra note 2, à la page 94.

⁵⁵ *Rapport de la GMCAS*, supra note 2, à la page 96.

⁵⁶ 66 Pa. C.S. § 102; *Rapport de la GMCAS*, supra note 2, à la page 38.

⁵⁷ Voir Pennsylvania Public Utility Commission, *Natural Gas*, en ligne : http://www.puc.state.pa.us/naturalgas/naturalgas_index.aspx, consulté le 9 juin 2012.

gazoduc est concentré en Pennsylvanie, le promoteur doit réussir à obtenir une servitude pour réaliser son projet⁵⁸.

Dans le cas où un projet de gazoduc traverse un cours d'eau de l'État, le promoteur doit aussi obtenir du DEP un *Stream crossing, outfalls and headwall permit*⁵⁹. Afin d'obtenir ce permis, le promoteur peut se trouver dans l'obligation de joindre à sa demande une description détaillée du projet, un plan du site visé, des analyses de la qualité des eaux et même une analyse d'impact des travaux. Les frais afférents à ce permis sont calculés suivant l'importance du projet et peuvent varier entre 1 500 et 3 000 \$⁶⁰.

Dans le cas où un rejet de matières résiduelles est susceptible d'avoir lieu dans les eaux de l'État pendant la construction, un promoteur doit alors obtenir un permis appelé *National Pollutant Discharge Elimination System* ou un autre permis appelé *Erosion and Sediment Control Permit*, selon les critères énoncés plus haut dans la section 2.2.2. Les permis pour les gazoducs qui relèvent de l'État sont délivrés par le DEP en vertu de la *Pennsylvania Clean Streams law*, qui reprend les normes fédérales minimales en matière de qualité des eaux⁶¹.

2.2.3. Le forage et le revêtement des puits

La législation de Pennsylvanie tient compte des nouveaux procédés utilisés dans l'extraction du gaz de schiste. En effet, tout comme la réglementation concernant la distance entre les puits, la méthode employée pour leur construction est réglementée. En premier lieu, un promoteur doit obtenir les permis mentionnés aux sections 2.2.1. et 2.2.2. De nouveaux règlements adoptés en février 2011⁶², de même que des modifications apportées à la *Oil and Gas Act* en 2012, touchent le forage et le revêtement des puits.

Dans le but d'empêcher la migration souterraine du gaz et des produits chimiques utilisés pour son extraction, le DEP a établi des normes concernant le tubage et le revêtement en ciment des puits. Le promoteur doit revêtir le puits de plusieurs couches de ciment, en respectant les meilleures pratiques actuelles dans l'industrie. Pour ce faire, le promoteur doit tenir compte de sept critères établis par le DEP :

- 1) les pratiques reconnues efficaces localement pour des puits similaires;
- 2) la pression maximale de surface prévue;
- 3) la résistance maximale reconnue des revêtements;
- 4) la stabilité du revêtement par rapport au sol;
- 5) les composantes de l'environnement voisin;
- 6) les risques de dommages associés aux choix des procédés;

⁵⁸ Les informations dans ce paragraphe sont tirées de *Natural Gas Pipeline Right-of-ways : Understanding Landowner Rights and Options-Pennsylvania State Extension*, en ligne : <http://extension.psu.edu/naturalgas/news/2010/04/pipelineinfo>, consulté le 6 mai 2012.

⁵⁹ 25 Pa. Code §§ 105.11, 105.291-105.315.

⁶⁰ 25 Pa. Code § 105.13.

⁶¹ 25 Pa. Code § 92 a).

⁶² 25 Pa. Code §§ 78.71-78.87.

- 7) les normes de fabrication, y compris celle de l'*American Petroleum Institute*, ou les normes équivalentes pour les tuyaux utilisés dans les puits forés en dessous de la formation d'Onondaga ou lorsque l'utilisation de procédés antiexplosion est nécessaire⁶³.

Un promoteur doit aussi respecter les principes suivants lors du forage :

- 1) effectuer un contrôle efficace du puits en tout temps;
- 2) prévenir la migration du gaz ou d'autres fluides dans les sources d'eau douce souterraines;
- 3) prévenir la pollution et l'assèchement des sources d'eau douce souterraines;
- 4) prévenir la migration du gaz ou d'autres fluides dans les veines de charbon;
- 5) le forage doit se faire de manière diligente, afin d'éviter la perturbation des ressources naturelles et plus particulièrement des eaux douces souterraines⁶⁴.

Par ailleurs, le principe 4 rappelle que si l'industrie des gaz de schiste doit respecter des normes environnementales en Pennsylvanie, elle demeure aussi en constante compétition avec l'industrie du charbon. Le charbon étant une ressource minérale exploitée depuis plus longtemps, les deux aspects qu'un promoteur doit vérifier en tout temps sont la qualité des eaux souterraines et la non-intrusion du gaz dans les veines de charbon⁶⁵.

Les règlements du DEP donnent des détails plus précis sur ces exigences et les modifications de la *Oil and Gas Act* autorisent le DEP à adopter d'autres règlements visant la protection des sources souterraines d'eau douce⁶⁶. Avant de forer un puits, le promoteur doit préparer un plan pour le tubage et le revêtement du puits (*Casing and cementing plan*) qui précise la profondeur du forage anticipé, la présence d'eau souterraine et le détail de la construction du puits⁶⁷.

Un puits doit être foré initialement à 50 pieds au-dessous de l'eau souterraine ou à 50 pieds dans la roche consolidée, et alors le tubage du puits (*casing*) doit être ancré. Le tubage de surface doit être stabilisé dans le puits de forage avec les centreurs aux intervalles spécifiés. Après le revêtement de ciment autour du tubage, le tout doit être équipé d'un système robuste pour empêcher l'éclatement du puits (*blowout prevention*). Lorsqu'un promoteur localise un gisement potentiel à moins de 50 pieds en dessous d'une nappe d'eau douce souterraine, il doit avoir construit et installé le tubage de surface et le revêtement en ciment de façon permanente avant d'effectuer un forage dans les zones contenant des eaux douces. Afin d'empêcher la contamination des eaux souterraines, le règlement prescrit d'autres procédures lorsque des eaux souterraines sont présentes au-dessous du tubage de surface ou, encore,

⁶³ 25 Pa. Code § 78.71.

⁶⁴ 25 Pa. Code § 78.81.

⁶⁵ 58 Pa. C.S. § 3517.

⁶⁶ 25 Pa. Code §§ 78.71-78.87; 58 Pa. S.C. § 3217.

⁶⁷ 25 Pa. Code § 78.83a : « [...] The plan must demonstrate compliance with this subchapter and include the following information : (1) The anticipated depth and thickness of any producing formation, expected pressures, anticipated fresh groundwater zones and the method or information by which the depth of the deepest fresh groundwater was determined. (2) The diameter of the borehole. (3) Casing type, whether the casing is new or used, depth, diameter, wall thickness and burst pressure rating. (4) Cement type, yield, additives and estimated amount. (5) The estimated location of centralizers. (6) The proposed borehole conditioning procedures. (7) Alternative methods or materials as required by the Department as a condition of the well permit [...] ».

lorsque le ciment de revêtement ne remonte pas à la surface, ce qui indique qu'il dérive du puits de forage⁶⁸.

Le ciment utilisé comme revêtement doit respecter les normes de densité minimales suivantes :

- 1) les standards fixés par la American society for testing materials, C 150, Type I, II or III Standard or API Specification 10;
- 2) une fois la mixture prête, le promoteur doit l'installer dans un moule, la densité du ciment doit être de 350 psi en surface et de 1200 psi là où l'eau douce est à proximité;
- 3) le ciment doit reposer pendant un minimum de 8 heures, afin d'assurer son étanchéité;
- 4) le promoteur doit aviser le DEP qu'il procède au revêtement du puits, afin qu'un membre du DEP puisse surveiller les travaux;
- 5) le promoteur doit tenir un journal des travaux de ciment, incluant la température de la mixture, le pH, une liste de ses composantes, le volume et la densité⁶⁹.

Le règlement prescrit aussi les normes pour le tubage de forage, comme pour la résistance à la pression. Si le tubage est constitué de matériaux recyclés, un examen de 30 minutes avec une pression maximale doit être effectué afin de déterminer si le revêtement peut être réutilisé. Dans les cas où la perte de densité est de 10 % ou moins, il pourra resservir⁷⁰.

2.2.4. La fracturation hydraulique

En Pennsylvanie comme ailleurs, la fracturation hydraulique à haut volume est sans doute l'étape la plus controversée de l'industrie gazière. La possibilité que le forage ou la fracturation hydraulique entraîne la contamination des sources souterraines d'eau, par la migration du gaz ou des eaux contaminées provenant de la fracturation hydraulique, est un aspect problématique de l'exploitation du gaz de schiste en Pennsylvanie. La GMSAC et le *State Review of Oil and Natural Gas Environmental Regulations* (STRONGER) ont tous deux noté que le DEP n'a identifié aucun cas de contamination d'une source d'eau souterraine par la fracturation hydraulique⁷¹. Néanmoins, les expériences de migration de méthane d'un puits de forage à une source d'eau à Dimock Township, en 2009, l'éruption d'un puits de gaz au Punxsutawney Hunting Club, en 2010, et la fuite de 10 000 gallons d'eau de fracturation hydraulique dans un ruisseau à Bradford County, en 2011, ont semé le doute⁷².

La réglementation du développement gazier en Pennsylvanie décrite ici se rapporte à l'exploitation du gisement Marcellus par forage de puits non conventionnels utilisant la fracturation hydraulique à haut volume⁷³. En 2011, le DEP a mis en œuvre une réglementation adaptée à l'industrie du gaz de schiste,

⁶⁸ 25 Pa. Code §§ 78.83, 78.83b. pour les informations contenues dans ce paragraphe.

⁶⁹ 25 Pa. Code § 78.81-78.87.

⁷⁰ 25 Pa. Code § 78.84.

⁷¹ Pennsylvania Department of Environmental Protection et State Review of Oil and Natural Gas Environmental Regulations, *Pennsylvania Hydraulic Fracturing State Review* (September 2010) [*Rapport STRONGER*], en ligne : http://www.shalegas.energy.gov/resources/071311_stronger_pa_hf_review.pdf, consulté le 9 juin 2012; *Rapport de la Governor's Marcellus Shale Advisory Commission*, supra note 2, à la page 74.

⁷² *Rapport de la Governor's Marcellus Shale Advisory Commission*, supra note 2, à la page 75.

⁷³ 58 Pa. C.S. § 2301.

après avoir mandaté l'organisme à but non lucratif STRONGER de nommer un comité pour réviser les normes encadrant l'industrie. Ce comité était formé de quatre observateurs officiels et de trois membres, dont un représentant le gouvernement, Lori Wrotenbery, du *Oil and Gas Conservation Division of the Oklahoma Corporation Commission*, une chimiste et microbiologiste et militante pour la protection de l'environnement, Wilma Subra, et un représentant d'une association qui défend les intérêts des producteurs gaziers depuis 75 ans, Jim Collins, de l'*Independent Petroleum Association of America*. Dans son rapport, l'équipe du STRONGER en vient à la conclusion que, en général, le programme en place en Pennsylvanie est bien géré, professionnel et a atteint ses objectifs⁷⁴. Toutefois, cette équipe de travail émet certaines recommandations, dont un meilleur encadrement de la construction des puits, un meilleur accès aux informations pour le personnel médical relativement aux produits chimiques introduits lors de la fracturation hydraulique, une information préalable à la fracturation hydraulique, une identification par les promoteurs des éventuelles failles terrestres susceptibles de faciliter la migration des fluides associés à la fracturation hydraulique vers des sources d'eau souterraines, une meilleure réglementation des réservoirs et des bassins d'entreposage des produits nécessaires à la fracturation hydraulique et à la production du gaz ainsi que des résidus⁷⁵. Selon le GMSAC, plusieurs de ces recommandations ont été suivies en février 2011, dans les modifications des règlements de l'industrie gazière et oléifère proposées par le DEP⁷⁶.

Le STRONGER a aussi constaté une augmentation du nombre d'employés du DEP travaillant dans le programme gazier et oléifère, à la suite de l'augmentation des frais de permis pour le forage des puits⁷⁷. Auparavant, seulement 90 employés étaient assignés à cette industrie tandis qu'en 2011, 202 employés y étaient affectés, dont 84 à l'inspection des sites de forage⁷⁸.

La fracturation hydraulique utilise beaucoup d'eau, ce qui nécessite des systèmes pour entreposer l'eau douce avant les opérations, et pour traiter les eaux contaminées devant être recyclées. L'important développement de l'industrie des gaz de schiste a nécessité l'introduction de nouvelles méthodes et exigences pour assurer la gestion des eaux usées. Avant de générer de telles eaux, l'opérateur doit :

[...] prepare and implement a plan [. . .] for the control and disposal of fluids, residual waste and drill cuttings, including tophole water, brines, drilling fluids, additives, drilling muds, stimulation fluids, well servicing fluids, oil, production fluids and drill cuttings from the drilling, alteration, production, plugging or other activity associated with oil and gas wells⁷⁹.

En ce qui concerne l'entreposage d'eau, aucune réglementation n'encadre les petits bassins qui pourraient être adjacentes aux puits⁸⁰. Toutefois, les grands puits et les réservoirs comme les réservoirs centralisés qui sont de plus en plus utilisés dans l'industrie, doivent être étanches, avoir une structure

⁷⁴ Rapport STRONGER, supra note 69.

⁷⁵ Rapport STRONGER, supra note 69, pages 7-9.

⁷⁶ Rapport de la Governor's Marcellus Shale Advisory Commission, supra note 2 à la page 65, pour les informations dans ce paragraphe.

⁷⁷ Rapport STRONGER, supra note 69, à la page 6.

⁷⁸ Rapport de la Governor's Marcellus Shale Advisory Commission, supra note 2 à la page 66

⁷⁹ 25 Pa. Code § 78.55.

⁸⁰ Rapport de la Governor's Marcellus Shale Advisory Commission, supra note 2, à la page 67.

solide répondant aux exigences du *Dam Safety and Encroachments Act*, être autorisés par le *Dam Safety and Waterway Management Permit* et ce, après avoir effectué une étude d'impact⁸¹. De plus, la captation et l'entreposage des eaux usées doivent être conformes aux normes spécifiques qui exigent que :

Except [for water and drill cuttings that do not contain polluttional material and meet other conditions], the operator shall contain polluttional substances and wastes from the drilling, altering, completing, recompleting, servicing and plugging the well, including brines, drill cuttings, drilling muds, oils, stimulation fluids, well treatment and servicing fluids, plugging and drilling fluids other than gases in a pit, tank or series of pits and tanks⁸².

Les règlements précisent aussi les normes pour les bassins et les réservoirs, dont l'obligation de recouvrir le fond des bassins avec un revêtement imperméable et d'obtenir le permis requis⁸³.

Les modifications de la *Oil and Gas Act*, en 2012, ont renforcé les dispositions relatives à l'entreposage des résidus de production liquides et solides pendant le forage et la fracturation hydraulique des puits non conventionnels⁸⁴. Par exemple, il est désormais interdit d'installer un puits de forage dans une plaine inondable, si le site a un bassin ou un réservoir contenant des matières dangereuses liquides ou solides, à moins que certaines exigences ne soient satisfaites⁸⁵. Pour le transport de l'eau contaminée provenant des sites de forage du gaz de schiste, la *Oil and Gas Act*, modifiée en 2012, exige de celui qui les produit qu'il conserve des dossiers sur la quantité d'eau contaminée générée, l'identification des transporteurs, le lieu de réception finale et la méthode d'élimination ou de traitement, et ce pendant cinq ans⁸⁶.

L'équipe de STRONGER souligne qu'en Pennsylvanie l'industrie du gaz de schiste gère les eaux contaminées provenant des puits utilisant la fracturation hydraulique en utilisant quatre méthodes principales, à savoir : 1) la réutilisation des eaux, après leur traitement sur le site, pour la fracturation hydraulique d'autres puits de forage, compte pour 60 % des eaux usées de fracturation; 2) l'injection dans des puits souterrains (seulement sept dans l'État); 3) le transport hors de l'État de Pennsylvanie et 4) le traitement des eaux avant de les retourner dans les cours d'eau⁸⁷. En ce qui a trait au traitement des eaux usées, le DEP a mis de l'avant une réglementation en 2010, afin de limiter les quantités d'eau traitées par les usines de traitement des eaux usées, étant donné le trop grand nombre de *Total Dissolved Solids* qui ne peuvent être traités par les usines municipales de traitement des eaux usées⁸⁸. Selon la GMSAC, le nouveau règlement devrait favoriser la réutilisation des eaux usées, faire la promotion de formes alternatives d'élimination et le développement de nouveaux mélanges de fluides utilisés lors de la fracturation⁸⁹. Un rapport du *Natural Resources Defense Council* (NRDC) constate qu'en 2011, la quantité d'eaux usées produite par l'industrie gazière en Pennsylvanie a doublé, que la moitié de

⁸¹ 32 P. S. § 693.1—693.27; 25 Pa. Code §§ 105.3, 105.11-105.13.

⁸² 25 Pa. Code § 78.56.

⁸³ 25 Pa. Code §§ 78.56, 78.57.

⁸⁴ 58 Pa. C.S. § 3218.2.

⁸⁵ 58 Pa. C.S. § 3215(f).

⁸⁶ 58 Pa. C.S. § 3218.3

⁸⁷ *Rapport STRONGER, supra* note 69, pages 21-22.

⁸⁸ 25 Pa. Code § 95.

⁸⁹ *Rapport de la Governor's Marcellus Shale Advisory Commission, supra* note 2, à la page 67.

cette eau a été traitée dans une usine de traitement couverte par le nouveau règlement, que le tiers a été recyclé sur les sites de forage, que moins de 10 % a été injecté dans des puits souterrains, que moins de 10 % a été envoyé à une usine de traitement qui n'est pas couverte par le nouveau règlement et que le reste était toujours dans les réservoirs⁹⁰. Selon le NRDC, le traitement dans les usines municipales a donc diminué.

Au-delà des lois et des règlements déjà décrits, un opérateur gazier est présumé responsable de la contamination ou de la diminution du niveau d'une source d'eau située à moins de 1 000 pieds de l'un de ses puits de gaz ou à moins de 2 500 pieds d'un puits non conventionnel, cela dans les six mois suivant le forage du puits ou 12 mois pour un puits non conventionnel⁹¹. Toutefois, l'opérateur peut renverser cette présomption en démontrant, par exemple, que le propriétaire de la source d'eau ne lui a pas permis d'analyser l'eau avant le forage. Si le promoteur est jugé responsable, il sera obligé d'approvisionner en eau les utilisateurs de la source contaminée ou dont les niveaux ont diminué. L'équipe du STRONGER a recommandé que les opérateurs soient tenus d'identifier les possibles voies de migration du gaz et des fluides produits dans les opérations des puits, si des circonstances comme la présence de puits abandonnés dans la région indiquent qu'il pourrait y en avoir,⁹².

Enfin, en ce qui concerne la migration des gaz dans les eaux souterraines et les services d'urgence, l'équipe du STRONGER a recommandé de déterminer des seuils de tolérance de la présence de gaz naturel en périphérie des puits. Cette recommandation est accompagnée d'une méthode de réponse. Dans les faits, aussitôt qu'un promoteur est informé par un citoyen ou un groupe qu'il y a peut-être une présence de gaz naturel, il doit aviser le DEP. Ensuite, le DEP détermine si la quantité de gaz dépasse les limites fixées par le règlement. La quantité tolérée correspond à 10 % de la limite inférieure d'explosivité. Si cette limite est dépassée, le promoteur et le DEP ont la responsabilité de communiquer immédiatement avec les répondants d'urgence, afin de mettre en place des mesures pour limiter les dommages et contrôler la situation⁹³.

2.2.5. L'approvisionnement en eau

Selon la GMSAC, l'eau utilisée par l'industrie du gaz de schiste du gisement Marcellus ne représente que 0,2 % de la consommation d'eau en Pennsylvanie, ce qui la place au neuvième rang des consommateurs d'eau dans l'État⁹⁴. Néanmoins, l'industrie est en plein essor et elle pourrait modifier la qualité de l'environnement, ne serait-ce que par le changement du débit des cours d'eau.

Trois entités sont responsables de la gestion de la qualité des eaux et du contrôle des prélèvements : le DEP, le *Susquehanna River Basin Commission* et le *Delaware River Basin Commission*. Les deux commissions couvrent des bassins se trouvant dans plusieurs États. Les quantités d'eau et la

⁹⁰ Natural Resources Defense Council, *In Fracking's Wake: New Rules are Needed to Protect our Health and Environment from Contaminated Wastewater*, Issue Brief IB : 12-05-A (mai 2012), à la page 4.

⁹¹ 58 Pa. C.S. § 3218.

⁹² *Rapport STRONGER*, supra note 69, à la page 16.

⁹³ 25 Pa. Code § 78.89.

⁹⁴ *Governor's Marcellus Shale Advisory Commission Report*, 7/22/2011 p.66.

réglementation affiliée aux deux commissions ont été décrites ci-haut dans la section 1.3.3. et dans la sous-section 2.2.5. de l'analyse consacrée à la législation de l'État de New York.

Pour ce qui est des puits qui s'alimentent dans les eaux publiques de la Pennsylvanie et qui ne sont pas comprises dans les limites territoriales des deux commissions, les promoteurs doivent préparer un *Water Management Plan*. Ce plan doit être déposé auprès du DEP et le promoteur doit obtenir son approbation s'il entend prélever une moyenne de 100 000 gallons d'eau par jour sur une période de 30 jours. Le *Water Management Plan* permet d'identifier les sources d'eau qui seront affectées par les puits du promoteur. Ce plan doit être approuvé par le DEP et sera valide, de même que le permis, pour une période de cinq ans⁹⁵. Depuis les modifications apportées à la *Oil and Gas Act* en 2012, sans un *Water Management Plan* approuvé par le DEP, il est interdit de s'approvisionner en eau pour le forage ou la fracturation hydraulique associés aux gaz non conventionnels, peu importe la quantité d'eau utilisée⁹⁶. Cette loi prescrit aussi que l'émission de tout permis pour le développement gazier non conventionnel est conditionnelle à la conformité des activités avec le *Water Management Plan*.

Lorsqu'un promoteur entend utiliser des eaux qui sont à la fois sur le territoire administré par une des deux commissions et sur le territoire de l'État, il doit se soumettre aux deux processus. Les deux commissions interétatiques octroient les permis et récoltent les redevances, sans faire de distinctions entre les étapes d'exploration et d'exploitation.

2.2.6. Le contrôle des émissions dans l'atmosphère

Il y a plusieurs sources de contamination atmosphérique associées au gaz de schiste. Lors du forage et de la fracturation hydraulique, il peut y avoir des émissions de NOx, de composés organiques volatils (COV) et de particules issues des forages (surtout celles provenant des moteurs). Il peut également y avoir des émissions de fluides de fracturation, de NOx, de COV et de CO suite à l'utilisation de torchères. D'autres émissions sont liées aux étapes de captation, de transmission, de compression et de transformation du gaz⁹⁷.

Lorsqu'un site devient intéressant pour l'exploitation gazière, son promoteur doit obtenir l'approbation du DEP (*plan approval*) pour construire ou modifier une installation considérée comme source de contamination atmosphérique⁹⁸. Cette demande doit contenir plusieurs informations, dont les suivantes :

- 1) l'emplacement précis de la source potentielle d'émission;

⁹⁵ Pennsylvania Department of Environmental Protection, *State Water Plan*, en ligne : <http://www.pawaterplan.dep.state.pa.us/statewaterplan/docroot/default.aspx>, consulté le 6 mai 2012

⁹⁶ 58 Pa. C.S. § 3211(m).

⁹⁷ Pennsylvania Department of Environmental Protection, *Air Quality Issues Applicable to Marcellus Gas Shale Activities*, présentation de Krish Ramamurthy, Chief, Division of Permits, Air Quality Division (sans date), en ligne : <http://powerpointfree.net/air-quality-issues-applicable-to-marcellus-shale-gas-extraction--8366.ppt>, consulté le 12 juin 2012; *Rapport de la Governor's Marcellus Shale Advisory Commission*, supra note 2, pages 71-72.

⁹⁸ 25 Pa. Code §§ 127.11 (« attainment area »), § 127.201 (« nonattainment area »). Ce règlement a été adopté en vertu de la *Air Pollution Control Act*, 35 P. S. §§ 4001 et seq.

- 2) les informations relatives aux quantités d'émissions, afin de permettre au DEP de faire un examen exhaustif;
- 3) une démonstration que la source sera équipée de moniteurs suffisamment efficaces, pour recueillir les informations nécessaires au suivi des émissions par le DEP;
- 4) une démonstration que la technologie de captation des émissions utilisée sera la meilleure disponible;
- 5) une démonstration que les émissions de la source ne feront pas en sorte que les NAAQS permis sur le territoire ne soient pas atteints;
- 6) une preuve de la mise en œuvre d'un plan d'urgence pour contrer les émissions ne respectant pas les limites permises⁹⁹.

Les exigences pour obtenir cette approbation sont plus strictes pour une source dans un *non-attainment area*¹⁰⁰ (à ce sujet, voir la sous-section 2.3.1. de l'analyse consacrée à la législation de l'État de New York). En plus de cette approbation pour la construction ou la modification d'une source de contamination atmosphérique, il faut obtenir un permis pour opérer la source¹⁰¹.

L'État peut exempter une source d'émission de l'obligation d'obtenir l'approbation des plans et le permis, dans un cas spécifique ou par catégorie. Avant 2010, le forage des puits de gaz et de pétrole était exempté, mais le DEP avait adopté des conditions détaillées préalables à l'obtention de l'exemption¹⁰². Enfin, même si une exemption s'applique, la source doit satisfaire aux normes sur les émissions et aux autres exigences relatives au contrôle de la pollution de l'atmosphère¹⁰³.

Les modifications de la *Oil and Gas Act* exigent que le propriétaire ou l'opérateur d'une installation d'exploration, de production, de transmission ou de transformation de gaz non conventionnel soumette au DEP un rapport identifiant et indiquant la quantité de contaminants atmosphériques qui proviennent de toutes les sources de l'installation¹⁰⁴. Pour les COV et les NOx, un rapport annuel doit être soumis¹⁰⁵.

Le DEP doit soumettre tous les trois ans à l'EPA un bilan des émissions produites en Pennsylvanie¹⁰⁶. Ce bilan aura sans doute un impact majeur sur l'industrie du gaz de schiste, puisque le dernier bilan concernant l'industrie ne contenait que des informations sur les émissions de NOx et de COV¹⁰⁷.

2.2.7. La prévention et la gestion des déversements

Comme mentionné dans l'analyse consacrée à la législation de l'État de New York, la loi fédérale CERCLA crée une exemption en faveur de la fracturation hydraulique, qui s'applique aux « drilling fluids,

⁹⁹ 25 Pa. Code § 127.12.

¹⁰⁰ 25 Pa. Code § 127.201.

¹⁰¹ 25 Pa. Code §§ 401, 501.

¹⁰² Pennsylvania Department of Environmental Protection, *Air Quality Permit Exemptions*, Document No. 275-2101-003 (16 avril 2010).

¹⁰³ *Rapport de la Governor's Marcellus Shale Advisory Commission*, supra note 2, pages 71-72.

¹⁰⁴ 58 Pa. C.S. § 3227.

¹⁰⁵ 58 Pa. C.S. § 3227(b), 25 Pa. Code Ch. 135.

¹⁰⁶ L'échéance est le 31 décembre 2012.

¹⁰⁷ *Emissions inventories, Clearinghouse for Emission Inventories and Emissions Factors, Technologie Transfert Network, US EPA*, en ligne : <http://www.epa.gov/ttn/chief/eiinformation.html>, consulté le 5 mai 2012

produced water, and other wastes associated with the exploration, development, or production of crude oil or natural gas »¹⁰⁸. Néanmoins, la Pennsylvanie suit et a intégré le programme de prévention et de gestion des déversements de l'*Environmental Protection Agency* (EPA). En effet, il est nécessaire de prévoir un *Spill Prevention Control and Countermeasure Plan* (SPCCP) lorsqu'un promoteur veut entreprendre la construction d'un réservoir de stockage en surface. Cependant, la définition de *Aboveground Storage Tank* dans la *Storage Tank and Spill Prevention Act* exclut les réservoirs amovibles reliés directement aux opérations de production gazière ou pétrolière¹⁰⁹. En procédant ainsi, l'industrie du gaz de schiste est exemptée de l'obligation de préparer un SPCCP.

Cependant, les modifications de la *Oil and Gas Act* exigent que « [u]nconventional well sites shall be designed and constructed to prevent spills to the ground surface or spills off the well site »¹¹⁰. Cette obligation s'applique lors du forage et de la fracturation hydraulique. La personne responsable des installations doit soumettre au DEP un plan avec une description des systèmes de rétention qui seront utilisés (*containment*) et du site où ces systèmes seront installés, ainsi que des matériaux qui seront utilisés pour empêcher tout déversement hors du site. Dans le cas d'un déversement, le DEP doit aviser tout responsable des installations d'eau potable qui peuvent être affectées¹¹¹. De plus, dans le cas d'un déversement d'eaux usées qui remontent à la surface sur le site de forage, le promoteur doit aviser le DEP au plus tard deux heures après la détection du problème¹¹². Pour d'autres déversements ou fuites de substances qui pourraient être nocives pour les ressources aquatiques de l'État, le promoteur doit aviser le DEP et les usagers des eaux menacées, selon les dispositions en vigueur (25 Pa. Code § 91.33). Pour tout déversement ou fuite, le promoteur doit prendre des mesures pour protéger les ressources aquatiques de l'État, pour nettoyer les lieux et traiter les substances récupérées conformément à la loi¹¹³.

2.3. L'exploitation

La période exploratoire se termine lorsque débute la production commerciale. Cependant, plusieurs normes demeurent les mêmes qu'en période exploratoire (nous vous référerons aux sections pertinentes de la présente analyse). Nous insisterons ici sur les normes qui s'appliquent spécifiquement à l'étape de l'exploitation des gaz de schiste.

2.3.1. Le contrôle des émissions dans l'atmosphère

En ce qui concerne le contrôle des émissions atmosphériques, la réglementation ne fait aucune distinction entre l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste. Par conséquent, les informations contenues dans la sous-section 2.2.6. s'appliquent lors de l'exploitation.

¹⁰⁸ Environmental Protection Agency, *Exemption of Oil and Gas Exploration and Production Wastes from Federal Hazardous Waste Regulation* (aucune date), en ligne : <http://epa.gov/osw/nonhaz/industrial/special/oil/oil-gas.pdf>, consulté le 23 mai 2012.

¹⁰⁹ 25 Pa. Code § 245 et 35 P.S. §§ 6021.101

¹¹⁰ 58 Pa. C.S. § 3218.2.

¹¹¹ 58 Pa. C.S. § 3218.1.

¹¹² 25 Pa. Code § 78.66.

¹¹³ 25 Pa. Code § 78.66.

2.3.2. La prévention et la gestion des déversements

Pour prévenir les déversements et assurer la gestion des résidus de production, les dispositions décrites dans la section 2.2.4. s'appliquent également lors de l'exploitation du puits. De plus, les résidus produits par l'industrie étant considérés comme des matières résiduelles et non des matières dangereuses, le producteur doit soumettre des rapports au DEP¹¹⁴. La loi définit une matière résiduelle comme « un déchet ou ordure ou autre matériel mis au rebut, qu'il soit solide, liquide, semi-solide ou gazeux, résultant de l'industrie minière ou d'activités agricoles [...] s'il ne constitue pas une matière dangereuse¹¹⁵ en vertu des listes fédérales » [notre traduction]¹¹⁶. Par contre, le permis relatif aux matières résiduelles ne s'applique pas à un « [...] pit, impoundment, method or facility employed for the disposal, storage or processing of residual waste which is generated by drilling or production of an oil and gas well, and is located on the well site »¹¹⁷. Aussi, les matières résiduelles produites par l'industrie du gaz de schiste sont soumises à la réglementation spécifique aux activités pétrolières et gazières.

2.3.3. La mise en œuvre d'un plan d'urgence

En juillet 2011, le projet de loi 995 a été déposé. Son objet est d'unifier le PEMA et le DEP, dans le but d'adopter des règles d'urgences qui obligeront les producteurs de gaz de schiste à munir chaque puits d'un GPS et à mettre en place un plan d'urgence. En février 2012, le Gouverneur Corbett a ratifié la loi qui est immédiatement entrée en vigueur¹¹⁸. Ainsi, pour les cas de déversement ou de fuite de matières résiduelles qui pourraient être nocives pour les ressources aquatiques de l'État, la section 2.2.7. est pertinente.

2.4. L'aspect économique

2.4.1. Les redevances

Les redevances qu'une compagnie gazière paie à un particulier représentent en moyenne 12,5 % de la valeur du gaz produit par année. En Pennsylvanie, les baux sont différents les uns des autres et la négociation joue un rôle important avant la signature de ces ententes. En effet, des cas d'espèce montrent qu'en plus des redevances, les propriétaires fonciers se voient remettre des primes à la signature ainsi que des rentes annuelles, et que celles-ci peuvent beaucoup varier entre deux voisins¹¹⁹. Quant à l'État, depuis 2006, il a perçu plus d'un milliard de dollars en taxes associées au développement du gaz de schiste¹²⁰. Au surplus, « durant l'année fiscale 2010-2011, l'État a perçu 12,5 millions de dollars en frais reliés aux divers permis. Pour l'année fiscale en cours, le DEP estime qu'à ce jour, les gains attribuables à ces permis se chiffrent à 15,4 millions de dollars¹²¹. Sans oublier les 413 millions de dollars en redevances prélevées par l'État, en raison de la signature de baux rattachés à 138 866 acres de terre

¹¹⁴ 25 Pa. Code §§ 287.51 – 287.56.

¹¹⁵ 40 C.F.R. § 261.31-261.33.

¹¹⁶ 25 Pa. Code § 287.

¹¹⁷ 25 Pa. Code § 287.2(g).

¹¹⁸ *Act of Feb. 2, 2012, P.L. 67, No. 9.*

¹¹⁹ Pennsylvania Department of Environmental Protection, *Landowner's and oil and gas leases in Pennsylvania*, en ligne : <http://www.elibrary.dep.state.pa.us> consulté le 2 mai 2012.

¹²⁰ Pennsylvania Department of Revenue, press release, May 2, 2011.

¹²¹ *Rapport de la Governor's Marcellus Shale Advisory Commission*, *supra* note 2, page 85.

publique. Encore une fois, le DEP a estimé que pour l'année fiscale en cours, 63 millions de dollars seraient versés à l'État en raison de ces baux » [notre traduction]¹²².

2.4.2. Les garanties financières

Les garanties financières que l'État exige se nomment des *bonds* et elles représentent, pour la plupart, des cautions. Le DEP peut aussi exiger une assurance en responsabilité civile jusqu'à concurrence de 1 million de dollars¹²³.

2.5. La fermeture et l'abandon

En Pennsylvanie, le charbon est exploité depuis le milieu du 17^e siècle. En fait, son exploitation a largement influencé la législation en place aujourd'hui. Cela explique la référence faite dans la loi, à la présence ou à l'absence de charbon. Ceci dit, selon la *Oil and Gas Act*, la fermeture d'un puits peut se faire de trois façons :

- 1) puits qui passe à travers un gisement de charbon, dont le tubage de surface a été cimenté, mais dont le tubage de production n'a pas été cimenté ou n'existe pas;
- 2) puits qui passe à travers un gisement de charbon en surface, dont le tubage de surface et le tubage de production ont été cimentés;
- 3) puits situé dans un secteur sans présence de charbon, dont la méthode de fermeture dépend de la manière dont le tubage de surface et de production ont été réalisés.

Dans ces trois cas, les exigences varient en matière d'épaisseur et de densité du ciment, ainsi que de distance entre les ressources¹²⁴. Dans tous les cas, le but est d'empêcher que les puits entrent en contact avec les sources d'eau et d'empêcher les fuites ou l'infiltration de gaz dans le puits. Après la fermeture d'un puits, une borne indiquant sa présence doit être installée¹²⁵.

Lorsqu'un promoteur veut fermer ou abandonner un puits, il doit aviser le DEP de son intention¹²⁶. Afin de procéder à la fermeture définitive, le promoteur doit suivre les règles établies par la *Oil and Gas Act* ou présenter une méthode alternative de fermeture au DEP. L'avis a pour but de permettre à un des employés du DEP d'être présent pour surveiller les opérations. Rappelons qu'avant d'avoir procédé aux travaux de forage, le promoteur doit détenir un permis et présenter une garantie financière de 2 500 \$ à 25 000 \$. Ces sommes lui seront rendues dans les cas de caution avec dépôt, si le DEP détermine que le puits a été fermé de manière sécuritaire et suivant les normes de l'État. Si la caution a été faite sans dépôt, elle prend fin, puisque l'obligation à son origine n'existe plus. Malgré tout, une étude effectuée en 2011 par la Carnegie Mellon University démontre que le coût réel en Pennsylvanie pour colmater un

¹²² *Ibid.*, page 85-86.

¹²³ 25 Pa. Code § 287.371 et ss.

¹²⁴ 25 Pa Code 78.91 et ss.

¹²⁵ 25 Pa. Code § 78.96.

¹²⁶ 58 Pa C.S. § 3220(c).

puits peut atteindre 100 000 \$ et que dans le cas de la petite municipalité de Dimock, les coûts ont atteint les 700 000 \$¹²⁷.

Outre la fermeture définitive, un promoteur peut demander au DEP de lui octroyer le statut de puits inactif¹²⁸. Cette appellation peut être obtenue lorsqu'un puits respecte plusieurs conditions, dont une preuve que son état est suffisamment sécuritaire pour éviter des problèmes environnementaux. La fermeture temporaire peut être valide pour un maximum de cinq ans. Pour garder ce statut, le promoteur doit procéder à des inspections annuelles avec la présence d'un membre du DEP. À cet effet, le promoteur doit aviser le DEP trois jours ouvrables avant son inspection annuelle. À la fin des cinq années, le puits doit reprendre ses activités d'exploitation ou être fermé définitivement selon les règles. Le DEP peut renouveler annuellement le statut de puits inactif et révoquer en tout temps ce statut, si le promoteur n'en respecte pas les termes.

2.5.1. Les sites orphelins

C'est en 1859 que fut foré le premier puits en Pennsylvanie. Ce n'était pas un puits de gaz, mais de pétrole. Depuis, plus de 300 000 puits de pétrole et de gaz ont été forés. Plusieurs d'entre eux ont été abandonnés ou mal fermés, ce qui a causé des dommages à l'environnement, à la santé et à la sécurité des citoyens. En 1985, le gouvernement a réagi en obligeant chaque promoteur de l'industrie gazière et oléifère à inscrire chacun des puits forés sur le registre de l'État, créé à cet effet. Cette obligation a été réitérée dans les modifications apportées, en 2012, à la *Oil and Gas Act*, et confirme le droit de l'État de fermer un puits orphelin si le propriétaire ou l'opérateur ne peut pas être identifié ou s'il ne peut pas le faire¹²⁹.

Au surplus, le DEP a créé un programme de gestion des sites orphelins appelé *Abandoned and Orphan Well Plugging Plan*. Ce programme permet à l'État de fermer les nombreux sites orphelins de l'époque précédant 1985 (plus de 8 000 sites identifiés). Il prévoit qu'un promoteur doit déposer, lors de la demande de permis de forage, une prime de 200 \$ pour un puits de gaz, qui sera déposée dans un fonds destiné à ces fermetures. Depuis la mise en place de ce programme, le DEP a fermé avec succès plus de 125 sites orphelins. Le budget dont il s'est servi pour arriver à ses fins est issu de ce fonds, ainsi que de la vente de matériaux abandonnés sur les sites orphelins et de subventions fédérales allouées en vertu de la *Clean Water Act*¹³⁰.

2.5.2. La restauration des sites

Selon les modifications apportées à la *Oil and Gas Act*, en 2012, le propriétaire ou l'opérateur d'un puits de gaz doit restaurer les sites se trouvant autour du puits, y compris ceux touchés par la localisation, le

¹²⁷ Gregory, K.B., Vidic, R.D., and Dzombak, D.A. (2011), "Water Management Challenges in Development of Shale Gas with Hydraulic Fracturing," *Elements*, 7(3):181-186.

¹²⁸ 58 Pa. C.S. § 3214, 25 Pa. Code §§ 78.101 – 78.105 pour les informations dans ce paragraphe.

¹²⁹ 58 Pa. C.S. § 3220(e).

¹³⁰ Pennsylvania Department of Environmental Protection, *Abandoned & Orphan Well Program | DEP*, en ligne : http://www.portal.state.pa.us/portal/server.pt/community/abandoned___orphan_well_program/20292, consulté le 10 mai 2012, pour les information dans cette section.

forage, la production et la fermeture¹³¹. Certaines activités de restauration, comme le remblayage des bassins utilisés pour entreposer les résidus industriels liquides pendant le forage, doivent être effectuées dans les neuf mois après le forage.

3. LA POPULATION

3.1. L'accès à l'information

Pour le volet fédéral, nous vous référons à la section 3.1. de l'analyse consacrée à la législation de l'État de New York.

Dans le Commonwealth, le droit d'accès à l'information est régi par la *Pennsylvania Right to Know Law*, révisée en 2009. En vertu de cette loi, une personne peut exiger de toute agence des informations qu'elle a en sa possession. La définition de « document public » inclut tout document détenu par une agence de l'État ou une agence locale. Ces documents sont présumés disponibles au public, sauf exception. L'exception qui touche l'industrie du gaz de schiste concerne les documents qui contiennent des informations de l'ordre du secret industriel. La loi a été modifiée, en 2009, afin de mieux protéger les citoyens de Pennsylvanie. De ce fait, contrairement à plusieurs autres États, en Pennsylvanie, les particuliers peuvent obtenir des renseignements concernant les produits chimiques utilisés par les compagnies gazières, dans l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste¹³².

Depuis 2012, les nouvelles dispositions de *la Oil and Gas Act* énumèrent les différents rapports que les promoteurs doivent soumettre au DEP¹³³. Pour le gaz non conventionnel, les rapports sont exigés tous les six mois et doivent fournir des informations sur la quantité de production. Ces rapports seront publiés sur le site Internet du DEP. Au plus tard 30 jours après la fin du forage d'un puits non conventionnel, l'opérateur doit fournir un rapport qui identifie la liste des additifs chimiques utilisés pour la fracturation hydraulique, y compris tout : « acid, biocide, breaker, brine, corrosion inhibitor, crosslinker, demulsifier, friction reducer, gel, iron control, oxygen scavenger, Ph adjusting agent, proppant, scale inhibitor and surfactant »¹³⁴. Le rapport doit préciser la concentration des additifs, le volume du fluide de base ainsi que d'autres informations sur le déroulement et les circonstances du forage. Toutefois, l'opérateur peut toujours désigner des additifs comme relevant du « secret commercial » ou d'une « information confidentielle ». Le cas échéant, ces informations ne seront pas rendus disponibles pour le public, en vertu de la *Right to Know Law*. Le DEP peut demander à l'opérateur de recueillir d'autres données, par exemple des informations sur les *drill cuttings*, et les soumettre au DEP dans les trois ans suivant la fin du forage.

Depuis le 14 avril 2012, les modifications à la *Oil and Gas Act* ayant introduit de nouvelles exigences relatives à l'information sur la fracturation hydraulique sont entrées en vigueur. L'opérateur doit maintenant soumettre un formulaire décrivant les produits chimiques utilisés, qui sera conservé par le DEP dans un registre à cet effet pendant 60 jours après la fracturation hydraulique. Ce registre peut

¹³¹ 58 Pa. C.S. § 3216 pour toutes les information dans ce paragraphe.

¹³² 65 P.S. § 67.101.

¹³³ 58 Pa. C.S. § 3222 pour les informations dans ce paragraphe et les deux suivants.

¹³⁴ 58 Pa. C.S. § 3222 (b.1) (1) i).

toutefois contenir des informations confidentielles, si l'opérateur envoie en même temps que son formulaire, un affidavit attestant que la liste des produits chimiques contient des produits ou des quantités de produits qui constituent un secret commercial. Si, en effet, il s'agit d'un produit constitutif d'un secret commercial, l'opérateur devra aussi envoyer une description du produit ou le comparer à un élément similaire. Ces dernières informations sont alors rendues disponibles au public, sauf les substances chimiques protégées par le secret commercial ou relevant d'une information confidentielle. La loi exige également que les citoyens soient capables de faire des recherches sur le registre en question, notamment par région géographique et par date d'utilisation du produit chimique¹³⁵.

La loi permet la divulgation à un professionnel de la santé d'un additif ou d'une substance chimique désignée comme un secret commercial ou une information confidentielle, si cette personne 1) en a besoin pour le traitement ou le diagnostic d'un individu qui a été ou aurait pu être exposé à la substance, et 2) signe un accord de confidentialité ou, dans un cas d'urgence, donne son accord verbalement et fait suivi un accord écrit. De plus, un secret commercial ou une information confidentielle n'empêche pas la divulgation d'une substance au DEP ou à d'autres représentants de l'État, qui assurent la gestion des déversements et des incidents environnementaux¹³⁶.

3.2. La consultation et la participation du public

La participation publique s'effectue à plusieurs niveaux. Premièrement, pour ce qui est des domaines qui relèvent du DEP, un citoyen peut s'abonner à un système de réception d'informations sur les activités susceptibles de l'affecter. Ce système porte le nom de *eNOTICE*, et la communication des informations se fait par courriel. Un abonné peut s'attendre à recevoir des informations concernant l'octroi de permis, les changements de statut d'un puits par exemple, ainsi que l'approbation d'une multitude de plans. Le site est mis à jour quotidiennement, pour ce qui est des informations relatives aux permis, et de manière hebdomadaire dans les deux autres cas¹³⁷.

En ce qui concerne la délivrance du permis de forage et l'approbation du plan déterminant la localisation des puits, le propriétaire superficiaire du terrain sur lequel le puits sera installé peut s'opposer à l'emplacement projeté pour le puits, si les renseignements fournis par le promoteur sont faux ou si l'emplacement contrevient aux règles établies par le règlement d'application de la *Oil and Gas Act*. Pour ce faire, le propriétaire doit aviser le DEP, par écrit, dans les 15 jours de la réception de l'avis qui l'a informé de ce fait. Au surplus, le propriétaire doit joindre une déclaration justifiant son objection¹³⁸. Une réunion (*conference*) de règlement du différend relatif à la conformité aura lieu suivant la réception de l'objection, en vertu du règlement d'application de la loi¹³⁹.

¹³⁵ *Ibid.*, § 3222.1. b) 1-6.

¹³⁶ *Ibid.*, § 3222.1. b) 10-11.

¹³⁷ Pennsylvania Department of Environmental Protection, *Public Participation Center*, en ligne : http://www.portal.state.pa.us/portal/server.pt/community/public_participation_center/14004, consulté le 11 mai 2012.

¹³⁸ 25 Pa. Code § 78.21.

¹³⁹ 58 Pa. C.S. §§ 3212 c), 3251.

Au-delà de la situation décrite ci-dessus, le public est appelé à participer au processus de modification législative et réglementaire, par l'entremise des périodes de consultation. Par exemple, en 2010, la *Oil and Gas Act* fut modifiée afin de renforcer la protection de l'environnement et de la santé des citoyens, grâce au renforcement des normes de construction et de colmatage des puits de gaz. Un citoyen ou un groupe de citoyens pouvaient alors faire valoir leurs inquiétudes ou leurs positions sur les modifications proposées par le biais de lettres, mémoires et études, par la poste ou en se présentant aux audiences publiques organisées à cet effet¹⁴⁰.

Au niveau local, le *Pennsylvania Municipalities Planning Code* prévoit la tenue d'audiences publiques, qui ont lieu en matière de zonage et de planification territoriale. Cependant, comme la *Oil and Gas Act* prévaut sur cette dernière, sauf en matière de garanties financières pour l'utilisation des routes locales en Pennsylvanie, nous n'en ferons pas une présentation détaillée.

3.3. Les recours

Les recours dont fait l'objet l'industrie du gaz de schiste dans l'État de Pennsylvanie sont assez classiques. L'application des lois et des règlements fédéraux sur l'environnement se fait comme dans les autres États, où l'EPA, le *U.S. Department of Justice*, parmi d'autres agences, partagent la responsabilité de faire des enquêtes et d'entreprendre des poursuites administratives ou pénales. Il y a aussi la possibilité de *citizen suits*, comme cela a été souligné dans l'analyse consacrée à la législation de l'État de New York.

La *Oil and Gas Act*, par ses modifications survenues 2012, a établi de nouvelles pénalités pour les violations de cette loi. Selon le sous-chapitre E, plusieurs options sont possibles¹⁴¹. D'abord, le DEP ou une personne avec un intérêt direct peut demander une réunion (*conference*) avec la personne responsable de la contravention, pour essayer de résoudre la question de conformité. De plus, la loi autorise au DEP à délivrer des ordres (*enforcement orders*) afin de soutenir son application, et à suspendre et à révoquer des permis. Le DEP peut également intenter une action devant les tribunaux de l'État, pour faire sanctionner au pénal les contraventions à la loi et faire cesser une *public nuisance*, ou pour demander une injonction et mettre fin à des activités qui causent un dommage immédiat et irréparable. Des peines d'emprisonnement de 90 jours ou d'un an, pour les cas de violation intentionnelle (*willful*), sont aussi possibles. Si une violation est liée au développement gazier non conventionnel, les pénalités peuvent atteindre 75 000 \$, plus 1 000 \$ pour chaque jour au cours duquel la contravention se continue.

En Pennsylvanie, l'État a mis en place un tribunal administratif chargé d'entendre les causes environnementales comparables aux poursuites administratives fédérales devant les *Administrative Law Judges* et le *Environmental Appeals Board*¹⁴². Il s'agit du *Environmental Hearing Board*¹⁴³, où siègent cinq

¹⁴⁰ *The Pennsylvania State Marcellus Center for Outreach and Research, Executive summary*, en ligne : <http://www.marcellus.psu.edu/index.php>, consulté le 4 mai 2012.

¹⁴¹ 58 Pa. C.S. §§ 3251-3262 pour toutes les informations dans ce paragraphe.

¹⁴² Environmental Protection Agency, *Environmental Appeals Board*, en ligne : http://yosemite.epa.gov/oa/EAB_Web_Docket.nsf, consulté le 15 juin 2012; Environmental Protection Agency, *Office of Administrative Law Judges*, en ligne : <http://www.epa.gov/oalj/>, consulté le 15 juin 2012.

juges d'appel pour les causes initialement entendues par le DEP. Les critères sur lesquels les juges doivent se pencher sont, notamment, la mise en danger d'autrui, le droit à la sécurité d'autrui, les frais reliés à la réparation du préjudice causé et l'enrichissement de la personne fautive¹⁴⁴.

En Pennsylvanie, il est aussi possible de poursuivre un promoteur gazier sous la *Common Law*. La négligence, les troubles de voisinage, le *trespass* et la responsabilité absolue (*strict liability*) sont les options les plus pertinentes.

CONCLUSION

En Pennsylvanie, nous ne sommes pas devant un « guichet unique ». En effet, plusieurs agences sont appelées à intervenir dans un même projet de développement de gaz de schiste. Toutefois, le DEP demeure l'entité la plus importante, même si les permis qu'il gère ne sont pas réunis dans un seul permis.

Rappelons qu'il existe un droit constitutionnel à l'environnement depuis 1973, dans le Commonwealth, mais que sa mise en œuvre s'avère difficile.

La Pennsylvanie a choisi de s'adapter et de répondre au fur et à mesure aux problèmes entraînés par le développement de l'industrie du gaz de schiste. L'État a d'abord laissé l'industrie se développer en suivant les règles mises en place pour l'industrie du charbon. Reconnaissant les mérites économiques qu'elle apporte et apportera, il n'a pas toujours agi de façon préventive et se retrouve aujourd'hui dans l'obligation de réagir face aux problèmes occasionnés par l'industrie.

Suite à l'essor de l'industrie gazière depuis 2004, des modifications importantes ont été apportées, en 2010, à la réglementation sur les normes de forage, de construction et de fermeture des puits. En 2012, après la publication des rapports de STRONGER et de la GMSAC, l'État a apporté des modifications importantes à la *Oil and Gas Act*. Ces changements législatifs et réglementaires se présentent sous deux aspects. D'une part, l'imposition de normes plus sévères concernant les caractéristiques des puits et la gestion environnementale des sites de forage et, d'autre part, une importante restriction des pouvoirs de gestion territoriale des municipalités. Cependant, la Pennsylvania Commonwealth Court a jugé que certaines de ces modifications législatives ne sont pas constitutionnelles, et le destin de la nouvelle loi sera dans les mains de la cour suprême de l'État.

En ce qui concerne la gestion territoriale, outre les modifications apportées par la *Oil and Gas Act*, la Pennsylvanie se caractérise par la présence de deux commissions de gestion de bassins versants. En effet, la *Delaware River Basin Commission* et la *Susquehanna River Basin Commission* sont responsables de la gestion des projets sur leurs territoires respectifs. La *Delaware River Basin Commission* est dans un processus d'adoption d'un règlement concernant les développements gaziers et n'autorise aucun projet jusqu'à ce que la version finale de ce règlement soit adoptée. Quant à la *Susquehanna River Basin Commission*, elle autorise les activités de développement gazier tout en respectant les normes fédérales et étatiques en vigueur.

¹⁴³ *The Environmental Hearing Board*, en ligne : <http://ehb.courtapps.com/public/index.php>, consulté le 14 mai 2012

¹⁴⁴ *Supra* note 48, à la page 15

Une présomption de contamination d'un cours d'eau par le promoteur s'applique dans les six mois du forage initial, lorsque la distance entre le puits et le cours d'eau est de 1 000 et 2 500 pieds selon les caractéristiques du puits en question. Cette présomption distingue la Pennsylvanie d'autres États ayant un développement gazier semblable sur leur territoire.

En reconnaissant la particularité de l'industrie, de ses méthodes d'exploitation et de production, l'encadrement législatif de la construction des puits, des plateformes et de leur fermeture s'est adapté. Ainsi, l'augmentation des garanties financières à déposer pour les promoteurs illustre la reconnaissance des coûts occasionnés par l'industrie, et cela à plusieurs niveaux. Par exemple, dans le cas du transport routier, nous avons souligné que le promoteur devait signer une entente appelée *Excess Maintenance Agreement*, dans laquelle il reconnaît sa responsabilité en ce qui a trait à l'usure prématurée de la route. Cette entente est accompagnée d'une garantie financière, qui varie selon l'importance de la route empruntée.

Toutefois, il reste à voir si cette nouvelle réglementation est efficace et si elle est réellement adaptée au développement de l'industrie. Contrairement à son voisin New Yorkais, la Pennsylvanie n'a pas démontré la même prudence afin d'assurer une législation qui répond de façon adéquate aux problématiques particulières de l'industrie des gaz de schiste et il n'y a pas eu de moratoire pendant la période d'évaluation et de consultation publique sur l'encadrement réglementaire de cette industrie. Il faut donc surveiller la mise en œuvre de la *Oil and Gas Act* modifiée, pour évaluer l'efficacité et l'effectivité de la réglementation retenue pour cette industrie.