



# Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste

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

## SOMMAIRE

Août 2012

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



UNIVERSITÉ  
**LAVAL**

Faculté de droit

Le présent sommaire des analyses 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 et de réalisation du présent sommaire, ainsi que Me Hugo Tremblay pour les recherches réalisées sur la législation applicable à l'industrie du gaz de schiste en Colombie-Britannique et en Alberta, Me Geoffrey Garver et Jennifer Lavoie pour les recherches réalisées sur les États de Pennsylvanie et de New York et Lynda Hubert Ta pour celles relatives à la France. 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 dans certains états et provinces

## SOMMAIRE DES ANALYSES

# TABLE DES MATIÈRES

<b>INTRODUCTION</b>	<b>1</b>
<b>COLOMBIE-BRITANNIQUE</b>	<b>5</b>
1. L'intérêt	5
2. Le cadre légal	5
3. Les faits saillants	7
4. Les données socio-économiques	8
<b>ALBERTA</b>	<b>10</b>
1. L'intérêt	10
2. Le cadre légal	11
3. Les faits saillants	12
4. Les données socio-économiques	14
<b>NEW YORK</b>	<b>16</b>
1. La législation actuelle	17
2. Les réformes législatives et réglementaires en cours	18
3. Les impacts socio-économiques et locaux	20
<b>PENNSYLVANIE</b>	<b>23</b>
1. Les aspects généraux	23
2. La révision de la législation et de la réglementation des activités de fracturation hydraulique à haut volume	24
3. Les aspects socio-économiques	27
<b>FRANCE</b>	<b>30</b>
1. Le contexte	30
2. Les forces	31
2.1. L'abrogation des trois permis de recherches portant sur le gaz de schiste, accordés antérieurement à la Loi 2011-835 du 13 juillet 2011	31
2.2. La création d'une Commission unique et centrale	2
2.3. La mise en place d'un programme scientifique dans le cadre duquel auront lieu les expérimentations scientifiques sur le gaz de schiste.	32
3. Les faiblesses	33
3.1. Le manque d'implication de l'ensemble des parties prenantes dans la préparation du projet de loi	33
3.2. Les confusions juridiques créées par la loi de 2011	33

## INTRODUCTION

Le Comité de l'évaluation environnementale stratégique dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste a requis un éclairage sur le développement de la législation relative aux activités d'exploration et d'exploitation gazières dans d'autres États et provinces afin que l'analyse comparative de cette législation puisse jeter un éclairage sur les adaptations souhaitables à cet égard pour le Québec. Pour ce faire, une analyse comparative des législations qui tient compte du contexte sociopolitique dans lequel elles s'inscrivent a été réalisée pour les provinces de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, les États de New York et de la Pennsylvanie, ainsi que pour la France.

L'analyse de ces expériences étrangères commande de bien connaître et comprendre les lois, règlements et politiques en vigueur concernant l'industrie du gaz de schiste pour être en mesure de comparer les différents mécanismes juridiques retenus, c'est-à-dire les autorisations et les permis requis par la législation environnementale et ceux relatifs à l'exploration et à l'exploitation des ressources gazières, de même que les mesures de contrôle de la conformité (ex.: rapports, registres, déclarations d'émission, etc.) et d'application. Une attention particulière est accordée aux conséquences des régimes législatifs pour les diverses parties en présence (administration publique, industrie et population) ainsi qu'aux développements législatifs en cours touchant cette industrie.

Les expériences étrangères furent analysées de manière à colliger toutes les informations disponibles relativement à l'encadrement législatif à quatre phases différentes des activités de l'industrie du gaz de schiste, telles qu'identifiées dans le rapport du BAPE, à savoir l'appropriation des droits sur la ressource, l'exploration, l'exploitation et, enfin, la fermeture et l'abandon du site de forage. Les mêmes questions principales (qui, quand, comment, combien) et principes directeurs furent appliqués à toutes les études afin d'obtenir une information relativement uniforme, favorisant la mise en perspective des ressemblances et différences entre les expériences. Il s'agissait d'une part de faire état du droit positif encadrant l'industrie dans chacune des juridictions retenues tout en contextualisant chaque expérience par rapport à sa finalité, sa dynamique institutionnelle particulière et l'état de la réflexion en la matière.

L'étude détaillée de la législation des provinces canadiennes de Colombie-Britannique et d'Alberta, des États américains de Pennsylvanie et de New York et de la France suggère une série de constats sur les similitudes, les tendances et les différences entre ces expériences. L'objectif du document est de présenter les constats et de résumer chacune des cinq études réalisées. Ces différentes juridictions illustrent des contextes et des façons différentes d'entrevoir le futur de l'industrie du gaz de schiste. L'ampleur et le caractère exhaustif des analyses (plus de 200 pages au total) ont rendu nécessaire la production d'un résumé pour chacune des juridictions, que nous présentons dans ce sommaire.

Les juridictions étudiées présentent plusieurs caractéristiques communes. Elles sont toutes compétentes pour encadrer de manière législative l'industrie du gaz de schiste et possèdent une longue expérience législative dans le secteur minier. Outre le fait qu'elles ont toutes des dispositions légales particulières



pour encadrer les activités de développement des hydrocarbures, les États de Pennsylvanie et de New York, ainsi que l'Alberta ont, tout particulièrement, un long passé de production gazière et pétrolière. Les retombées économiques de l'industrie et les politiques énergétiques en vigueur dans ces juridictions y militent en faveur du développement de l'industrie gazière.

Le développement de l'industrie du gaz de schiste est récent dans toutes les juridictions étudiées puisqu'il est tributaire d'une technologie qui date d'à peine quinze ans. Toutefois, elles n'ont pas toutes adopté la même attitude face au développement d'une nouvelle industrie gazière exploitant les formations de shale. L'exploitation du gaz naturel extrait du schiste ou d'autres couches géologiques apparentées a commencé depuis quelque temps en Alberta, mais la fracturation hydraulique à haut volume par forage directionnel y reste encore exceptionnelle. En Pennsylvanie, le développement s'amorce en 2004, année au cours de laquelle le premier projet expérimental de puits de gaz de schiste est autorisé en Colombie-Britannique, alors que le développement suivra dans l'État de New York l'année suivante.

Les régimes juridiques applicables à l'allocation des droits sur les ressources gazières du sous-sol varient d'une juridiction à l'autre. À l'exception faite des États-Unis, qui ont opté pour l'indivisibilité foncière, c'est le principe de divisibilité foncière qui a été adopté par la majorité des pays du monde. C'est notamment le cas en Colombie-Britannique, en Alberta et en France. Le principe de divisibilité fait une distinction entre le propriétaire de surface ou le bénéficiaire des droits fonciers, et le propriétaire des ressources se trouvant sous le sol, à savoir la province ou l'État. Dans ces juridictions, l'exploitation des ressources minérales est rendue possible par l'octroi de baux temporaires. Les procédures d'allocation des droits sur les ressources varient. La Colombie-Britannique et l'Alberta retiennent le système d'enchère publique sous l'autorité d'un ministère comme étant le meilleur moyen d'assurer des revenus importants pour le trésor public. Le choix du système d'allocation est important car il justifie ensuite des attentes des investisseurs nationaux et étrangers et avec elles la crainte de réclamations en vertu des accords internationaux si des modifications subséquentes sont apportées au régime. Dans les États de New York et de Pennsylvanie, la propriété privée sur les ressources gazières occupe une place significative dans le développement de l'industrie et interfère sur les moyens retenus par les États pour contrôler l'aménagement du territoire et prévenir les conflits d'usage.

Les juridictions étudiées ont toutes reconnu une spécificité suffisante aux activités entourant le développement du gaz de schiste pour revoir et adapter leur régime juridique spécifiquement aux activités de cette industrie. C'est plus particulièrement les forages horizontaux et les activités de fracturation hydraulique, qui injectent à très haute pression de 10 à 20 millions de litres d'eau contenant du sable et des additifs chimiques, qui retiennent le plus l'attention des législateurs. Pour distinguer cette industrie, l'État de New York retient le concept de fracturation hydraulique à haut volume, tandis que l'encadrement juridique de la Pennsylvanie retient celui de puits de gaz non-conventionnel. L'Alberta donne une définition réglementaire de ce qui constitue un gisement de gaz de schiste alors que

la Colombie-Britannique met en place un régime réglementaire d'accès à l'information spécifique relativement à la composition des liquides de fracturation.

Les expériences de révision législative présentent toutefois des différences entre elles. Des juridictions ayant une longue histoire pétrolière et gazière, comme l'Alberta et la Pennsylvanie, n'ont pas revu tout de suite leur régime juridique. L'exploitation du gaz de schiste était alors perçue comme une simple filière additionnelle ne justifiant pas une refonte du cadre législatif en vigueur, ni les coûts associés aux changements de structures, mais plutôt des modifications *ad hoc* ponctuelles. Dans ces cas, l'évolution du régime législatif applicable à l'industrie du gaz de schiste devient moins aisément compréhensible pour les parties prenantes et le public. Au contraire, la Colombie-Britannique, l'État de New York et la France, qui ont préféré revoir leur cadre législatif avant que le boom des activités de développement ne se produise ou que les activités gazières ne puissent se poursuivre, offrent des exemples de régime juridique plus clair et facilement compréhensible.

Dans toutes les juridictions, la réglementation applicable à l'industrie du gaz de schiste couvre les quatre phases d'activité de l'industrie du gaz de schiste, à savoir l'appropriation des droits sur la ressource, l'exploration, l'exploitation et la fermeture et l'abandon du puits. Toutefois, cette segmentation longitudinale et chronologique d'un projet en quatre étapes distinctes ne se reflète pas clairement dans les systèmes d'autorisation et de permis contenus dans les législations étudiées ni ne correspond à celles qui y prédominent. Dans le développement des gisements de shale, les phases d'exploration et d'exploitation se confondent et il est peu aisé d'établir concrètement des distinctions. C'est le cas notamment des activités de refracturation d'un puits et l'ajout de puits sur un site qui ne sont pas de nature exploratoire mais visent directement l'exploitation du shale. À ce sujet, les cadres législatifs étudiés retiennent des approches différentes. En Colombie-Britannique, le système de permis et d'autorisation des activités de développement, allant du début de l'exploration gazière à la restauration d'un site, est fluide. Le système ne repose pas sur une chronologie d'activités, mais sur le pouvoir général de l'*Oil and Gas Commission* d'autoriser les activités liées aux hydrocarbures, quels que soient l'activité et le moment où elle intervient. Seuls les permis particulièrement importants font l'objet d'un traitement spécifique, soit les permis de puits et de pipeline. Dans l'État de New-York, l'approche retenue dans la nouvelle réglementation proposée pour l'industrie du gaz de schiste est de faire intervenir les obligations en matière d'autorisation et de permis tôt dans le développement des activités, c'est-à-dire dès l'étape de la construction de la route d'accès et de la plateforme du puits. L'émission du permis de forage est conditionnelle à la démonstration que les autorisations, déclarations et permis en matière de prélèvements en eau, de gestion des matières résiduelles, des eaux usées et des eaux de ruissellement, de plans de mesures d'urgence et de remise en état des lieux sont en règle.

L'encadrement juridique applicable aux activités de développement du gaz de schiste est très récent et continue à évoluer rapidement dans toutes les juridictions étudiées : Colombie-Britannique (2010 et révision en cours du régime d'appropriation et d'allocation des droits sur les hydrocarbures), New York (projets de normes en 2011 et 2012), Pennsylvanie (2011, 2012), France (moratoire). En Alberta, un

nouveau projet de loi, le *Bill 2 – Responsible Energy Development Act*, proposant une refonte importante du cadre juridique, a été présenté à l'assemblée législative provinciale au cours de l'automne 2012. Le caractère récent et dynamique de ces dispositifs législatifs ne permet pas de faire des généralisations importantes sur le sujet, car les solutions retenues jusqu'à maintenant dans les juridictions étudiées continueront à évoluer à court terme. De plus, elles furent peu soumises à l'épreuve des faits, sauf en Pennsylvanie, et à l'examen des tribunaux. Il est néanmoins notable que les modifications législatives ont pour objectif de resserrer les normes techniques relatives au forage des puits, à leurs revêtements, aux distances d'éloignement des eaux souterraines et de surface, des milieux fragiles et protégés, à la prévention de la pollution et à la gestion des eaux usées et des matières résiduelles produites par l'industrie. Plus difficile est la comparaison des solutions apportées aux problèmes locaux engendrés par cette industrie, tels que l'utilisation des réseaux d'aqueduc et d'égout municipaux, l'augmentation du trafic routier, l'usure prématurée des réseaux routiers locaux, le respect du zonage municipal, l'altération des paysages et le bruit associé à la construction et à l'exploitation des puits, ainsi qu'à la circulation des camions. Les mesures particulières introduites, jusqu'à maintenant, par les États de New York et de Pennsylvanie pour réduire les inconvénients locaux donnent lieu à des approches différentes, notamment quant au rôle et aux pouvoirs des municipalités de réglementer les activités gazières sur leur territoire.

Pour guider les travaux, une grille d'analyse a été préparée pour l'étude comparative des diverses législations (L1-1). Nous la reproduisons en Annexe.

## COLOMBIE-BRITANNIQUE

### 1. L'INTÉRÊT

Bien que l'exploitation du gaz de schiste n'en soit qu'à ses débuts en Colombie-Britannique, le cadre législatif applicable au développement des hydrocarbures dans la province offre des pistes de réflexion intéressantes à l'égard de l'actualisation du droit québécois en la matière. Les ressources présentes dans les gisements de schiste de la province sont estimées à plus de 250 Tcf, c'est-à-dire 250 billions de pieds cubes (7,1 billions de mètres cubes), et semblent en voie de développement rapide. Depuis 2007, trois politiques provinciales sectorielles applicables à l'industrie du gaz de schiste encouragent le développement des ressources conventionnelles et non conventionnelles en hydrocarbures, et soutiennent l'expansion des infrastructures de transport à cette fin. Comme au Québec, certaines orientations des politiques énergétiques suivent le développement des ressources, plutôt que de le guider, cela tout en proposant une approche fragmentée de l'approvisionnement énergétique provincial. Par ailleurs, des activités extractives amorcées depuis plusieurs années en Colombie-Britannique, dont l'exploitation des gaz sur lit de charbon, font appel à des moyens techniques semblables à ceux utilisés pour les gaz de schiste, de telle sorte que le cadre législatif provincial applicable au développement des hydrocarbures constitue un régime légal mature pour la gestion du gaz de schiste. De plus, le droit provincial a fait l'objet d'une révision en 2010, pour refléter les avancées techniques et les pratiques réglementaires courantes dans ce secteur. Finalement, les dépôts de gaz de schiste les plus importants sont situés dans une zone peu peuplée au Nord-Est de la province, aux frontières de l'Alberta et du Yukon, ce qui diffère de la situation québécoise où les gisements se trouvent principalement au Sud du Saint-Laurent, en milieu fortement peuplé. Néanmoins, la localisation d'une portion importante des terres agricoles de la Colombie-Britannique dans la région où se situent les gisements de gaz de schiste, de même que l'existence d'un régime de zonage destiné à protéger ces terres, lequel tient compte du développement des hydrocarbures, assurent la pertinence de cette juridiction pour mener une analyse comparative de la régulation des conflits d'usages.

### 2. LE CADRE LÉGAL

La Colombie-Britannique possède presque la totalité des ressources de son sous-sol, sous réserve de certains titres appartenant à des intérêts privés et au gouvernement fédéral. Une disposition empêche le transfert de la propriété des hydrocarbures hors du patrimoine de l'État lors du transfert de droits immobiliers sur les terres domaniales à des tierces parties. En règle générale, l'acquisition des titres et des droits d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste est régie par le *Petroleum and Natural Gas Act* et est soumise à un processus d'offre publique géré à la discrétion du *Ministry of Energy*. Parmi les trois types de titres qu'il est possible d'acquérir, seul le bail accorde le droit de produire des hydrocarbures, droit qui est exclusif sur le lot visé par le bail. Les deux autres titres prévus par le *Petroleum and Natural Gas Act*, soit la licence de forage et le permis, accordent essentiellement des droits d'exploration temporaires convertissables en baux si leur titulaire le désire lorsque les activités d'exploration ont été dûment menées. Conformément aux intentions annoncées dans les politiques énergétiques provinciales, le gouvernement a amorcé en 2011 un processus de révision du cadre légal



relatif à l'allocation des titres sur les ressources et a procédé à une consultation des parties prenantes. Cette révision en cours est motivée par l'anachronisme du régime d'allocation et la désuétude de certains titres, le développement de nouvelles technologies d'extraction, l'apparition de nouveaux risques environnementaux, et la réforme du régime de gestion des activités liées aux hydrocarbures complétée en 2010.

Outre l'allocation des titres, les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste sont principalement régies par l'*Oil and Gas Activities Act* ainsi que par un ensemble détaillé de règlements et de directives administratives complémentaires. En général, les activités liées au développement des hydrocarbures, y compris la construction de routes d'accès et de pipelines qui ne sont pas soumis à la juridiction de l'Office national de l'énergie, sont sujettes à l'octroi préalable d'un permis par l'*Oil and Gas Commission*, à des normes de localisation et de sécurité, à des standards techniques et opérationnels, et à des redevances et garanties financières qui varient selon le type d'activité menée. Ainsi, certaines activités d'exploration géophysique sont assujetties à des distances d'éloignement par rapport aux autres usages du territoire, de même qu'à des obligations de remise en état des sites après la fin des opérations. Par ailleurs, certaines dispositions réglementaires et administratives régissent l'aspect environnemental des opérations de développement des hydrocarbures liées à la pollution sonore, aux émissions fugitives, au brûlage à la torche, à la protection des sols, à la préservation de la biodiversité et des habitats naturels, et à la protection des sources et de la qualité de l'eau de surface et souterraine. Finalement, quelques lois sectorielles ont un impact sur des aspects spécifiques de l'exploitation du gaz de schiste. Le *Water Act* établit des régimes d'autorisation permanente ou temporaire pour les prélèvements d'eau de surface, tandis que l'*Environmental Protection and Management Act* et ses règlements d'application complètent le cadre légal de protection de l'environnement, en prévoyant des mesures sophistiquées pour la restauration des sites après la fin des opérations d'exploitation. La responsabilité des opérateurs pour les coûts liés à la contamination et la restauration des sites est assurée par des dispositions claires, et l'*Orphan Site Reclamation Fund* permet la prise en charge des sites orphelins afin de procéder à leur restauration.

La population dispose d'un droit à l'information limité puisque les rapports et données de puits de même que les rapports géologiques et géophysiques sont en principe confidentiels. Il existe cependant plusieurs procédures de consultation qui permettent à la population ou à certains membres du public de participer au processus décisionnel du développement des ressources. Ainsi, la présentation d'une demande d'autorisation préalable auprès de l'*Oil and Gas Commission*, pour une activité de développement des hydrocarbures, impose la tenue d'une consultation auprès de certains usagers du territoire voisin du site projeté. Le régime général d'évaluation des impacts environnementaux s'applique notamment aux installations importantes de traitement et de stockage de gaz naturel, aux pipelines lorsque leur longueur et leur diamètre sont supérieurs à certains seuils, et aux prélèvements en eau supérieurs à certains volumes. D'autres procédures de consultation peuvent s'appliquer lors de la restauration de sites contaminés ou lorsque le développement des ressources touche les droits des communautés autochtones. Toutefois, les mécanismes de consultation négociés avec les Premières

Nations du Traité 8 sont venus à échéance récemment. L'*Oil and Gas Commission* n'est pas parvenue à de nouvelles ententes avec les communautés autochtones, compte tenu du mécontentement provoqué par un sentiment de marginalisation et la possibilité de forcer le respect de l'obligation constitutionnelle de consultation auprès des tribunaux. Finalement, les utilisateurs du territoire avoisinant les activités de développement des hydrocarbures disposent de certains recours permettant de s'opposer à l'octroi d'autorisation de développement ou au droit d'entrée sur des terres privées à de telles fins.

### 3. LES FAITS SAILLANTS

Notre étude révèle que le cadre juridique régissant le développement du gaz de schiste en Colombie-Britannique possède des caractéristiques particulières. Premièrement, l'*Oil and Gas Commission* joue un rôle central à titre d'autorité réglementaire. De nombreuses autorisations statutaires, requises en vertu de régimes législatifs divers gouvernant la gestion des ressources naturelles et du territoire, sont placées sous la responsabilité directe de la Commission. Ainsi en est-il de certaines autorisations de prélèvement d'eau ou d'utilisation des sols en zone agricole. La centralisation de l'autorité de gestion auprès de la Commission est renforcée par un ensemble d'accords administratifs, en vertu desquels plusieurs ministères délèguent leurs pouvoirs à l'égard des activités liées aux hydrocarbures.

Deuxièmement, la réglementation des activités liées aux gaz de schiste couvre l'ensemble des aspects d'un projet d'exploration et d'exploitation de la ressource mais reflète indistinctement les phases successives de réalisation du projet. Le système de permis autorisant les diverses activités de développement, du début de l'exploration à la restauration d'un site de puits, est fluide. Le système de permis ne repose pas sur une typologie ou une chronologie des activités impliquées mais donne plutôt le pouvoir général à la *Oil and Gas Commission* d'autoriser toute activité liée aux hydrocarbures, quelle que soit l'activité et le moment où elle est réalisée. Seuls quelques types de permis particulièrement importants font l'objet d'un traitement particulier, soit les permis de puits et de pipeline.

Troisièmement, le droit d'entrée est restreint. En principe, les personnes menant des activités de développement du gaz de schiste ne peuvent entrer sur des terres privées sans l'accord des propriétaires immobiliers. Les propriétaires de terres sur lesquelles des activités ont lieu sont protégés par des mesures qui obligent les opérateurs à fournir une compensation et à signer un bail. À défaut d'entente, les propriétaires peuvent porter leur cause devant un tribunal administratif qui est indépendant de l'*Oil and Gas Commission* et qui est compétent pour trancher de la question du droit d'entrée. Un tel régime est établi alors que les gisements de gaz de schiste en Colombie-Britannique se situent dans des zones peu peuplées et il pourrait *a fortiori* être judicieux lorsque les gisements se trouvent dans des zones densément peuplées.

Quatrièmement, les demandes de permis pour le développement du gaz de schiste sont soumises à un processus de consultation par lequel les propriétaires de terrains visés par les activités, mais aussi d'autres usagers du territoire voisin des activités projetées, tels des municipalités et des agriculteurs, peuvent émettre des commentaires et signaler une opposition aux projets de développement. Ces commentaires et avis d'opposition doivent être considérés par l'*Oil and Gas Commission* lorsqu'elle émet

ou refuse un permis. Le propriétaire d'un terrain visé par une demande de permis de développement du gaz de schiste peut porter en appel la décision d'autoriser les activités devant un tribunal administratif spécialisé indépendant de l'*Oil and Gas Commission*.

Finalement, le cadre légal de la gestion des ressources hydriques présente plusieurs caractéristiques particulières. D'abord, le régime d'allocation des ressources en eau entre les usagers établit un ordre de priorité favorable aux usages à long terme de la ressource (« *prior appropriation* »). Ainsi, les droits de prélèvement de l'industrie, qui sont généralement à court terme, peuvent être automatiquement suspendus en cas de diminution des débits de surface en-dessous les niveaux d'allocation. De plus, l'*Oil and Gas Commission* a le pouvoir de suspendre les prélèvements de l'industrie en cas de sécheresse, pouvoir que la Commission utilise de manière effective. Ensuite, les prélèvements en eau souterraine, qui représentent une portion mineure des prélèvements totaux de l'industrie à l'instar de ce qui se produirait au Québec, sont encore exclus du régime général d'allocation, malgré un projet de réforme présenté en 2008 visant l'intégration de la gestion des ressources en eau. Enfin, les informations relatives aux substances utilisées lors d'opérations de fracturation hydraulique sont divulguées et facilement accessibles en ligne par le public.

#### 4. LES DONNÉES SOCIO-ÉCONOMIQUES

La Colombie-Britannique est propriétaire de 94 % de son territoire. Le territoire agricole protégé représente 3 % du territoire provincial. Entre 2006 et 2008, l'*Oil and Gas Commission* a traité 2 300 demandes d'activités liées aux hydrocarbures en zone agricole. Il existe dans la province 20 438 sites de puits, dont 4 300 sont en cours de développement, 10 300 sont en production active, 2 000 sont en cours de restauration, 3 800 sont pleinement restaurés, 12 sont orphelins et restaurés, et 38 sont potentiellement orphelins sur une période de 100 ans. Moins de 30 % de tous les puits de gaz forés en Colombie-Britannique sont des puits verticaux conventionnels. Les revenus qui constituent l'*Orphan Site Reclamation Fund* proviennent entre autres d'une taxe payée mensuellement par les producteurs, taxe qui s'élève à 0,03 \$/1 000 m<sup>3</sup> de gaz. À la fin de l'année fiscale 2010, le montant disponible dans l'*Orphan Site Reclamation Fund* s'élevait à 3 millions \$.

En 2006, 1 416 puits ont été forés en Colombie-Britannique, tandis que 426 puits ont été complétés par 35 opérateurs en 2011. À la fin de 2010, presque 50 % de la production totale de la province provenait de sources non conventionnelles telles le gaz de réservoirs compacts et le gaz de schiste. En 2006, les frais, redevances et taxes de l'industrie des hydrocarbures ont généré des revenus de 2,14 milliards \$ pour la province. En 2006, la production de gaz naturel s'est élevée à 1,16 Tcf, soit le même niveau qu'en 2005. En 2010, la production de gaz naturel avoisinait aussi 1,2 Tcf. En 2006, la valeur de vente des hydrocarbures a atteint 7 milliards \$ et l'investissement par l'industrie 6,1 milliards \$, des niveaux similaires à ceux de 2011. Les redevances payées par millier de pieds cubes de gaz naturel produit et vendu ont varié entre 0,92 \$ et 1,95 \$ en fonction des fluctuations du prix du gaz entre 2000 et 2009. Par ailleurs, des montants importants ont été investis par la province dans les infrastructures de transport. Jusqu'en 2009, l'*Infrastructure Royalty Credit Program* a alloué plus de 316 millions \$ en crédits d'infrastructures à partir des redevances des compagnies gazières et pétrolières, répartis entre 72

nouveaux projets routiers et 53 nouveaux projets de pipeline, pour un investissement total de plus de 632 millions \$. L'*Infrastructure Royalty Credit Program* est complété par l'*Oil and Gas Rural Roads Improvement Program*, dans lequel ont été investis 51 millions \$ de 2010 à 2011, et l'*Interior and Rural Side Roads Program*, dans lequel seront investis 150 millions \$ entre 2010 et 2013.

En Colombie-Britannique, l'impact du développement des hydrocarbures sur les ressources en eau semble limité. En effet, 98 % des prélèvements en eau autorisés dans la province sont utilisés pour la production hydroélectrique. Des 2 % du volume total des prélèvements d'eau autorisés dans la province, qui ne servent pas à l'hydro-production, seulement 1 % est destiné à l'industrie minière et des hydrocarbures, selon les chiffres officiels. Les prélèvements autorisés pour l'industrie des hydrocarbures s'élèvent à 3 milliards de pieds cubes et représentent 42 % des prélèvements totaux du secteur de l'industrie minière et des hydrocarbures. Les eaux de surface fournissent la majeure partie de l'eau utilisée au cours des opérations d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste. En 2009, l'*Oil and Gas Commission* a émis 807 autorisations de prélèvement à court terme, pour une capacité totale de prélèvement de 2,75 milliards de pieds cubes d'eau de surface. Le reste de l'eau prélevée par l'industrie des hydrocarbures, soit 275 millions de pieds cubes, fait l'objet d'autorisations à long terme.

## ALBERTA

### 1. L'INTÉRÊT

Bien que l'exploitation du gaz de schiste n'en soit qu'à ses débuts en Alberta, le cadre législatif applicable au développement des hydrocarbures dans la province offre des pistes de réflexion intéressantes à l'égard de l'actualisation du droit québécois. D'abord, la prééminence de l'Alberta parmi les provinces canadiennes productrices d'hydrocarbures rend inévitable l'étude de cette juridiction. Certaines estimations évaluent à plus de 840 billions de pieds cubes (850 Tcf ou 24,1 billions de mètres cubes), les réserves de gaz de schiste, réparties en 15 gisements qui se chevauchent du Nord-Ouest au Sud-Est de la province et s'étendent sur une grande partie de son territoire. La politique énergétique albertaine de 2008 met l'accent sur la production d'énergie fossile, pour les 30 prochaines années. La politique reconnaît que la production conventionnelle de gaz naturel dans la province a atteint son pic, mais elle considère que l'exploitation des ressources non conventionnelles pourrait assurer un plus grand volume d'approvisionnement, faire l'objet de 80 % des nouveaux forages et générer 50 % de la production gazière en 2025.

Par ailleurs, l'Alberta fournit un exemple de juridiction dont le régime légal privilégie l'extraction des énergies fossiles par rapport aux autres usages du territoire. Le régime albertain d'allocation des titres sur les ressources énergétiques a suivi une longue évolution sur plus de 50 ans, et de nombreuses réformes ont profondément modifié sa structure. Cependant, trois principes cardinaux sont restés constants au cours de ce processus et peuvent être reliés aux principes du « *free mining* » : l'obtention de titres sur les ressources énergétiques n'est pas nécessaire pour procéder à des activités d'exploration autres que le forage de puits; lorsque des ressources sont découvertes, il n'existe aucune obligation de développer ces ressources; les titres sur les ressources sont accordés au-delà des termes initialement prévus tant que les titres portent sur une capacité de production suffisante pour générer des redevances. Afin d'optimiser la productivité des gisements albertains, le gouvernement provincial veut aussi s'associer à l'industrie pour fournir des données et des connaissances favorisant l'exploitation, pour faciliter l'accès aux ressources malgré l'augmentation de la densité de la population, et pour développer des structures de redevances encourageant l'extraction des ressources marginales.

Finalement, le régime législatif applicable au développement des hydrocarbures en Alberta est mature et offre un encadrement éprouvé pour certaines questions débattues au Québec. Le développement des gaz de schiste n'est pas assujéti à des instruments spécifiques, mais il est couvert par le régime qui s'applique généralement aux hydrocarbures et à certains types d'activités extractives de nature similaire, comme l'exploitation du gaz sur lit de charbon. Selon le gouvernement albertain, environ 171 000 puits ont fait l'objet d'une fracturation hydraulique par l'utilisation de technologies antérieures à la fracturation à haut volume depuis 50 ans en Alberta.



## 2. LE CADRE LÉGAL

Les titres de l'État sur les gaz de schiste ne sont pas expressément accordés ou confirmés par le droit statutaire provincial. Les hydrocarbures peuvent être possédés par l'État ou par une personne privée. Néanmoins, les titres de la province sur la plus grande partie du territoire albertain accordent à l'Alberta les droits sur la majorité des ressources en minéraux et hydrocarbures. Par ailleurs, la jurisprudence a incorporé la règle du captage en droit albertain, selon laquelle la capacité légale d'extraire le gaz du sol confère la propriété sur le gaz produit, quelle que soit la partie du gisement d'où provient le gaz. Le titulaire des droits sur les minéraux sous un terrain peut donc, en principe, forer un puits qui permet l'extraction de gaz provenant des couches géologiques situées sous ce terrain, mais aussi sous des terrains avoisinants.

Le *Mines and Minerals Act* régit le transfert des droits sur les gaz de schiste de l'État provincial à l'industrie, tandis que l'attribution des droits de la Couronne fédérale sur les hydrocarbures situés en Alberta est régie par le *Public Lands Oil and Gas Regulations*, et l'allocation des droits appartenant initialement à une personne privée se fait selon les dispositions du *Land Titles Act*. Les droits de la province sur les minéraux, y compris le gaz naturel et les gisements de shale, sont accordés en vertu d'ententes que le *Ministry of Energy* émet généralement à la suite d'un processus d'offre publique. Une entente confère le droit exclusif de forer afin d'extraire le gaz naturel du lot sur lequel porte l'entente. Le principal type d'entente est le bail, d'une durée initiale de cinq ans, qui peut être prolongé à certaines conditions. Le second type d'entente, la licence, accorde des droits de durée variable et a pour principal objet le forage d'un puits de validation permettant de déterminer la présence ou l'absence de gaz naturel. Une entente ne peut être octroyée à moins que les frais d'émission et le loyer annuel pour l'entente ne soient payés au préalable. Les frais d'émission sont de 625 \$, et le loyer annuel est de 3,50 \$/hectare, assujetti à un minimum de 50 \$.

En plus de l'allocation des titres sur les ressources, les activités de développement du gaz de schiste sont régies par un ensemble disparate de lois et de règlements. Outre le *Mines and Minerals Act*, les principaux instruments qui réglementent les activités d'exploration sont l'*Exploration Regulation* et l'*Exploration Dispute Resolution Regulation*, de même que 26 directives administratives émises par l'*Energy Resources Conservation Board*. Les activités d'exploration, qui incluent les opérations visant à déterminer les conditions géologiques sous la surface du sol et les activités préparatoires ou celles reliées à ces opérations, sont assujetties à l'approbation, à la fourniture ou à l'obtention d'une licence, d'un programme, d'un plan, d'un permis, d'une garantie financière, d'un dépôt et de frais d'application. Des distances d'éloignement entre certaines activités d'exploration et des structures ou lieux particuliers doivent être respectées.

Par ailleurs, l'exploitation du gaz de schiste est principalement régie par l'*Oil and Gas Conservation Act* et l'un de ses règlements d'application, l'*Oil and Gas Conservation Regulations*. Le forage d'un puits, la construction d'une installation de traitement ou d'un pipeline, et l'amorce d'une opération préparatoire ou incidente à de telles activités sont assujettis à des licences spécifiques octroyées par l'*Energy Resources Conservation Board*. De nombreuses normes concernant les puits, installations et pipelines

sont prévues par des règlements et des directives administratives. Elles comprennent des dispositions relatives aux spécifications techniques des équipements, à la construction et à l'isolation des enveloppes de puits, à la profondeur des pipelines souterrains, aux niveaux sonores maximaux, aux niveaux maximaux de pression, aux tests de résistance à la pression, aux inspections et registres requis, à la gestion des urgences, aux plans de réponse aux accidents, ainsi qu'aux distances d'éloignement.

Finalement, certains volets particuliers du développement du gaz de schiste sont encadrés par des régimes spécifiques. D'une part, l'aspect économique du développement des ressources est réglementé par une série de régimes statutaires. Le *Mines and Minerals Act* et ses règlements établissent les redevances et les taxes dues à l'État, tandis qu'un ensemble de lois et de règlements, dont le *Gas Utilities Act*, l'*Alberta Utilities Commission Act* et le *Public Utilities Act*, régulent la mise en marché du gaz. L'*Oil and Gas Conservation Act* prévoit aussi des dispositions relatives à l'utilisation commune des infrastructures nécessaires pour la production, le traitement et le transport du gaz. D'autre part, l'*Environmental Protection and Enhancement Act*, qui établit le régime général de protection de l'environnement et régule les activités d'exploitation des hydrocarbures, instaure notamment une prohibition générale de polluer l'environnement qui ne s'applique pas aux rejets de contaminants inférieurs aux seuils réglementaires ou à une approbation obtenue conformément aux modalités applicables. Des dispositions particulières visent à protéger la qualité de l'eau, à empêcher les déversements, à minimiser la pollution atmosphérique due au torchage, et à restaurer les sites d'exploitation à la fin des activités. Les prélèvements en eau sont assujettis à des autorisations en vertu du *Water Act*.

### 3. LES FAITS SAILLANTS

Le régime juridique applicable en Alberta à l'égard des hydrocarbures accorde la priorité au développement de la ressource. Ce régime est complexe et ses formes dépendent d'un long processus d'évolution législative spécifique à cette province. Notre étude révèle les caractéristiques particulières du cadre légal albertain.

Premièrement, le cadre législatif et réglementaire relatif aux activités de développement des hydrocarbures est fragmenté en de nombreux instruments, situation qui complique la compréhension du droit applicable. Il existe des régimes particuliers pour plusieurs types de ressources énergétiques fossiles, de même que pour l'extraction, le transport, la mise en marché, l'exportation du gaz, etc. Également, le droit d'entrée est soumis à des régimes différents selon que les activités de développement des hydrocarbures soient liées à l'exploration ou à l'exploitation. Une évaluation de la compétitivité des politiques énergétiques provinciales, amorcée en 2010, souligne l'inefficacité du régime juridique et la désarticulation du cadre légal applicable à un projet donné.

Deuxièmement, la responsabilité pour la gestion du développement du gaz de schiste fait l'objet de divisions intra-sectorielles. Le *Ministry of Energy* octroie les droits sur les ressources, l'*Energy Resources Conservation Board* régule les opérations liées à l'extraction du gaz, et l'*Alberta Utilities Commission* réglemente la mise en marché du gaz après l'extraction. Une tentative d'intégration du *Board* et de la

*Commission* pendant plus d'une dizaine d'années, afin d'offrir un processus de régulation simplifié et plus efficace, a avorté en 2008. L'évaluation de la compétitivité des politiques énergétiques provinciales, qui a eu lieu en 2010, souligne aussi que la multiplication des chevauchements administratifs et des responsabilités concurrentes génère une confusion auprès des acteurs de l'industrie et de la population.

Troisièmement, il existe plusieurs types de titres sur les hydrocarbures, titres qui relèvent de plusieurs régimes dont la cohabitation est malaisée. Plus particulièrement, les titres sur les hydrocarbures peuvent appartenir à des intérêts privés. Or, la reconnaissance de la règle du captage pousse la province à accélérer le développement des hydrocarbures qu'elle possède au voisinage des sites actifs d'extraction des ressources en tenure franche. Les droits portant, d'une part sur les minéraux et les hydrocarbures du sous-sol, et d'autre part sur la surface du sol font aussi l'objet d'une dissociation. Cette division se reflète dans le fait que la province possède seulement 60 % de la surface de son territoire, mais dispose de titres sur plus de 80 % des minéraux et hydrocarbures du sous-sol. La multiplication des titulaires de droits sur un même lot crée des conditions favorables aux conflits d'usages.

Quatrièmement, le volet économique du régime juridique relatif au développement des ressources énergétiques est très détaillé et présente des caractéristiques particulières. Malgré l'intention affirmée de déréglementer les activités liées aux hydrocarbures, le cadre légal favorise l'ingérence des autorités administratives. Ce cadre couvre notamment la vente des droits d'exploitation, le paiement des redevances à l'État et la mise en marché des hydrocarbures après leur extraction. Paradoxalement, plusieurs dispositions visent à contrer l'effet de la déréglementation et l'apparition de rentes monopolistiques par la fixation des prix du gaz ou du coût des services dans l'industrie. Par ailleurs, plusieurs dispositions permettent la mise en commun des droits ou des opérations d'exploitation, pour éviter l'extraction désordonnée et non optimale des ressources. De telles dispositions peuvent être requises afin d'éviter, entre autres, les effets de la règle du captage.

Cinquièmement, le droit d'entrée jouit d'une préséance générale. En principe, la priorité est accordée au droit d'entrée sur des terrains privés et sur les terres de l'État, qu'elles soient occupées ou non, pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures. Les titulaires de droits sur la surface du sol ont des possibilités limitées de s'opposer au droit d'entrée, et le régime légal favorise leur compensation monétaire plutôt que le refus de l'entrée. Un projet de loi, le *Bill 6 - Property Rights Advocate Act*, prévoit des recours accrus pour les propriétaires immobiliers à l'encontre projets de développement d'hydrocarbures, et le *Land Assembly Project Area Act* doit être amendé dans le but de leur accorder des compensations monétaires.

Sixièmement, l'accès de la population à l'information relative aux projets de développement d'hydrocarbures est presque inexistant. En général, les informations relatives aux activités de l'industrie sont confidentielles. Cette règle fait l'objet d'exceptions très restrictives et le régime général d'accès à l'information ne s'applique pas.

Septièmement, le cadre législatif contient peu de dispositions contrôlant les opérations de fracturation hydraulique. De telles opérations ont lieu depuis de nombreuses années lors de forages verticaux et

peuvent prendre place dans des gisements proches de la surface du sol ou au voisinage de puits d'alimentation en eau potable. Le public n'a pas accès aux informations sur les fluides de fracturation.

Finalement, les procédures de consultation sont généralement peu détaillées et semblent limiter la participation de la population à la prise de décision concernant le développement des hydrocarbures. La consultation à propos des autorisations de développement des ressources en gaz, émises par l'*Energy Resources Conservation Act*, est généralement restreinte aux occupants du territoire et aux propriétaires immobiliers voisins du projet de développement. Le processus d'évaluation des impacts environnementaux prévu par l'*Environmental Protection and Enhancement Act* laisse peu de place à la consultation du public.

#### 4. LES DONNÉES SOCIO-ÉCONOMIQUES

Les droits sur les ressources du sous-sol, dans 81 % des 66 millions d'hectares du territoire provincial, appartiennent à l'Alberta. Les 19 % restant de la surface du territoire provincial sont liés à des titres appartenant à la Couronne fédérale pour les ressources se trouvant dans les parcs nationaux et les réserves aborigènes, ensuite aux successeurs de la Compagnie de la Baie d'Hudson (dont Encana au premier titre), puis aux compagnies ferroviaires nationales, et finalement aux héritiers des premiers colons auxquels l'État fédéral a accordé des droits avant 1887. Chaque année, le *Ministry of Energy* lance en moyenne 24 enchères et accorde entre 6 000 et 9 000 nouvelles ententes portant sur des hydrocarbures.

L'Alberta produit en moyenne 5 Tcf de gaz naturel par année, ce qui la classe au 4<sup>e</sup> rang mondial des producteurs et au 2<sup>e</sup> rang mondial des exportateurs de gaz naturel. En 2010, 4,1 Tcf de gaz naturel avaient été produits, dont 0,3 Tcf provenant de sources non-conventionnelles. À la fin de 2009, il y avait 143 016 puits de gaz naturel dans la province. Le nombre de puits de gaz naturels forés par année était de 7 241 en 2008 et de 9 492 en 2010 (70 % du total canadien). Il existe environ 550 installations de traitement de terrain pour l'extraction des gaz lourds, 10 installations de fractionnement et de purification des gaz lourds, et 9 usines de traitement pour l'extraction des liquides de gaz naturel.

Les redevances varient de 5 % à 36 % pour le méthane et l'éthane, mais atteignent 40 % pour les gaz lourds (C<sub>5+</sub>). Les redevances payées par millier de pieds cubes de gaz naturel produit et vendu ont varié entre 0,82 \$ et 1,74 \$, en fonction des fluctuations du prix du gaz de 2000 à 2009. Lors de l'année fiscale 2008/2009, les revenus provinciaux tirés de l'exploitation des ressources non renouvelables s'élevaient à 11,9 milliards \$, dont 49 % provenaient des redevances sur le gaz naturel. Au cours de l'année fiscale 2010/2011, les revenus provinciaux tirés de l'exploitation des ressources non renouvelables se sont élevés à 8,428 milliards \$, soit 21,7 % des revenus totaux de la province. En 2011, les revenus tirés de la vente de titres par le biais d'appels d'offres publics se sont élevés à environ 3,536 milliards \$.

Depuis 1992, 150 millions \$ ont été injectés dans un fonds pour la gestion des puits orphelins et des activités de restauration des sites contaminés, montant dont 79 % a été défrayé par l'industrie. En 2012, les prélèvements effectués auprès de l'industrie pour le fonds des puits orphelins s'élèvent à 12 millions \$. Au cours de l'année fiscale 2010/2011, 6 497 puits et 154 pipelines abandonnés ont été

traités par l'intermédiaire de ce fonds et 14 647 sites ont été restaurés en Alberta, le tout à un coût total de 21 379 000 \$.



## NEW YORK

L'État de New York a un long passé de production gazière et pétrolière. Selon les statistiques du *New York State Department of Environmental Conservation* (NYSDEC), plus de 75 000 puits furent forés depuis la fin du 19<sup>e</sup> siècle, dont 14 000 sont toujours actifs. Les formations du Marcellus Shale et de l'Utica Shale traversant l'État font l'objet d'une grande attention, car elles représentent d'importants dépôts de shale. Toujours selon le NYSDEC, 90 % des puits forés dans l'État de New York utilisent la fracturation hydraulique. Cependant, à ce jour, c'est la fracturation hydraulique à bas volume qui a dominé l'industrie, tandis que la fracturation hydraulique prévue pour les formations du Marcellus Shale et de l'Utica Shale sera à haut volume (*high-volume hydraulic fracturation*). L'estimation des demandes de permis dans cet État vont de 1 700 à 2 500 puits avec fracturation hydraulique, pour une année importante, avec une moyenne annuelle d'environ 1 600 demandes de permis de forage pendant 30 ans<sup>1</sup>.

L'importante croissance de l'industrie du gaz de schiste a mis en évidence certains risques environnementaux et sociaux associés à la technique de la fracturation hydraulique à haut volume qui ne sont pas spécifiquement pris en compte par la réglementation des activités gazières. Devant ce constat, le NYSDEC a entrepris, en 2008, une démarche d'analyse prudente et intégrée des risques et des impacts de cette nouvelle industrie et des moyens pour les atténuer, notamment par la révision de la réglementation applicable. Soumise à une consultation publique en 2009, il est apparu que la *Supplemental Generic Environmental Impact Statement* (SGEIS) ne répondait pas à toutes les interrogations que soulève cette nouvelle industrie. Une révision de cette étude fut donc requise afin d'approfondir les analyses de certains impacts touchant l'eau, la qualité de l'air, le bruit, le paysage et la gestion des matières résiduelles produites par l'industrie. En décembre 2010, un moratoire sur les permis de forage impliquant le processus de fracturation hydraulique à haut volume, valable pendant la période de révision de l'évaluation environnementale générique, fut émis par le gouverneur de l'État de New York<sup>2</sup>.

Le projet de *Revised Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement* (RDSGEIS) sur la fracturation hydraulique à haut volume fut rendu public le 7 septembre 2011 et, par la suite, des propositions de nouvelles normes réglementaires furent soumises à la consultation publique. Quant à la version finale de l'étude, elle est en cours et sa publication est attendue depuis le mois de juin 2012. Après la publication de l'étude finale et l'adoption des nouveaux règlements, le moratoire sur les permis de fracturation hydraulique prendra fin.

---

<sup>1</sup> New York State Department of Environmental Conservation, *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, chapitres 2 et 5.

<sup>2</sup> Executive Order No. 41 *Executive Order – Requiring Further Environmental Review of High-Volume Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale* (N.Y. 13 décembre 2010).

## 1. LA LÉGISLATION ACTUELLE

Aux États-Unis et dans l'État de New York, le droit de propriété d'un terrain n'est pas fragmenté. Le propriétaire possède tant les droits sur la surface que sur le sous-sol, à moins qu'il n'ait aliéné ce dernier à un autre propriétaire. Dans ce contexte, une société minière doit s'entendre avec le propriétaire foncier pour avoir le droit d'explorer et d'exploiter son sous-sol. Selon le NYSDEC, ces ententes prennent la forme de baux ayant les caractéristiques d'un contrat d'adhésion. En raison de la position de vulnérabilité dans laquelle les propriétaires peuvent se trouver face aux sociétés minières, le NYSDEC les encourage à consulter des avocats spécialisés en droit gazier pour moduler les baux et les adapter à leur situation personnelle, entre autres pour les primes en argent offertes à la signature, et à d'autres étapes du développement : exploration, exploitation et fermeture.

Sur le territoire de l'État de New York, 36,97 % des terres appartiennent à l'État et au fédéral et la majorité de ces terres se trouve dans l'Adirondack State Park, c'est-à-dire à l'extérieur des zones des gisements Marcellus et Utica. Le NYSDEC est l'autorité publique responsable de leur location, notamment à des fins d'exploration et de production gazière. Le bail accorde un délai raisonnable pour entreprendre l'exploitation du gisement après l'exploration, à défaut de quoi l'État peut unilatéralement mettre fin au bail. Pour les terres publiques, les baux et les redevances qui sont payables à l'État sont encadrés par l'*Environmental Conservation Law* (ECL) et son règlement d'application<sup>3</sup>. Quant aux terres fédérales, elles sont gérées par le *Department of Defense*, le *Department of the Interior*, le *U.S. Forest Service* ou le *Department of Energy*.

Conformément à l'ECL et à sa réglementation, c'est le NYSDEC qui encadre l'industrie du gaz de schiste et cela dès l'étape du forage du puits. En général, les lois environnementales de l'État de New York mettent en œuvre les exigences des lois fédérales de l'environnement, selon le fédéralisme environnemental qui s'applique partout aux États Unis. Le droit actuel de l'État de New York, lequel n'a pas encore été modifié par les projets soumis à la consultation publique, applique à l'industrie du gaz de schiste les normes générales conçues pour l'exploitation du pétrole et du gaz. Selon ces dispositions, la demande de permis de forage doit être accompagnée d'une évaluation environnementale, d'un programme de forage, d'un plan du site et de garanties financières pour indemniser l'État en cas de non-respect des conditions et de non remise en état des lieux. Si l'activité est qualifiée de type 1 (dimensions importantes), une étude d'impact et des audiences publiques seront requises. Les activités de forage autorisées doivent respecter la réglementation particulière au forage et à la construction des puits, laquelle prévoit des normes précises de distance entre les puits et d'éloignement des cours d'eau et des résidences, par exemple<sup>4</sup>. Avant d'entreprendre la construction d'un puits, le promoteur doit obtenir un *Preconstruction permit for stationary sources*, relatif à la qualité de l'air. À cette étape, il n'y a pas de normes relatives au transport des déchets ni à l'augmentation du trafic routier.

---

<sup>3</sup> New York *Environmental Conservation Law*, § 23-1101.4.

<sup>4</sup> 6 N.Y.C.R.R., parts 550-559.

Dans la première année d'exploitation du puits, le promoteur doit obtenir un permis pour les émissions atmosphériques, le *Title V facility permit*. Il doit aussi obtenir un permis de transport des matières résiduelles de production, qui doit être accompagné d'une description des lieux d'entreposage, et il doit démontrer qu'il s'agit d'un lieu autorisé. Par contre, étant donné que les lois fédérales de l'environnement ne qualifient pas les déchets de l'industrie de matières dangereuses, l'État de New York n'est pas obligé de les assujettir aux exigences applicables à ces matières. Des permis de prélèvement des eaux sont requis dans les bassins de la *Susquehanna River Basin Commission*<sup>5</sup> et de la *Delaware River Basin Commission*<sup>6</sup>.

Dans l'État de New York, l'entreposage du gaz extrait dans des réservoirs souterrains peut être autorisé suivant les conditions du permis *Underground Gas Storage Permit*. La construction des gazoducs est réglementée par le fédéral si le réseau est interétatique, et par l'État lorsque le gazoduc demeure à l'intérieur de ses frontières. Les promoteurs sont tenus d'aviser les autorités publiques à la suite de rejets de contaminants, tels qu'un rejet d'eaux de fracturation, de diesel ou de boues de forage.

La fin des activités d'exploitation et la fermeture du puits font l'objet d'un avis et d'une demande de permis de fermeture auprès du NYSDEC. Dans certains cas, les activités d'exploitation commerciale cessent mais le puits n'est pas fermé. Sa propriété est alors retournée au propriétaire de surface qui désire utiliser le gaz restant. Ce dernier devient ainsi responsable juridiquement du puits jusqu'à sa fermeture. Une étude réalisée en 2011 dresse un portrait sombre des coûts associés à l'industrie pétrolière et gazière, en rappelant l'existence de nombreux sites orphelins<sup>7</sup>. Elle constate que, bien que les promoteurs soient tenus de déposer une garantie financière afin d'assurer la remise en état des lieux et la fermeture des puits, l'industrie gazière et oléifère a négligé de fermer adéquatement plus de 85 % de ses puits au cours des 25 dernières années. Dans les années 2000, seulement 7,1 % des puits auraient été colmatés et fermés de façon appropriée.

## 2. LES RÉFORMES LÉGISLATIVES ET RÉGLEMENTAIRES EN COURS

La RDSGEIS, rendue publique en 2011, a conclu que les impacts de la fracturation hydraulique à haut volume sur les ressources en eau et la biodiversité, les impacts des matières résiduelles et des effluents de production, de la pollution sonore et visuelle et du trafic routier sont significatifs mais qu'ils peuvent être atténués en tout ou en partie, par des mesures de prévention appropriées. En tenant compte des conclusions de la RDSGEIS, le NYSDEC a soumis, par la suite, à la consultation publique une série de modifications à la réglementation qui vise spécifiquement les activités de fracturation hydraulique à haut volume<sup>8</sup>. Le NYSDEC propose aussi des modifications à la réglementation touchant les prélèvements en

---

<sup>5</sup> 18 C.F.R, parts 801, 806, 807 et 808.

<sup>6</sup> 18 C.F.R., part 410.

<sup>7</sup> Ronald E. Bishop, Ph.D., *Chemical and Biological Risk Assessment for Natural Gas Extraction in New York*, State University of New York, 28 mars 2011.

<sup>8</sup> Department of Environmental Conservation, *High Volume Hydraulic Fracturing Proposed Regulations*, 6 NYCRR Parts 52, 190, 550-556, 560, and 750, en ligne : [<http://www.dec.ny.gov/regulations/77353.html>], consulté le 25 mars 2012

eau, qui s'appliqueront à l'industrie du gaz de schiste<sup>9</sup>. Enfin, de nouvelles normes fédérales en matière de qualité de l'air s'appliqueront aussi à cette industrie.

Au final, les modifications proposées à la réglementation introduiront de nouvelles obligations applicables à la fracturation hydraulique à haut volume qui interviendront plus tôt dans le développement des activités, c'est-à-dire dès l'étape de la construction de la route d'accès et de la plateforme du puits<sup>10</sup>. De plus, certaines interdictions de forage de puits sont prévues afin d'atténuer les impacts de cette industrie, notamment dans certains bassins versants sensibles, comme celui de la ville de New York.

La protection des eaux fait l'objet des plus nombreuses interdictions, en ce qui a trait aux activités de fracturation hydraulique à haut volume. La nouvelle réglementation propose de les interdire au-dessus d'un aquifère, à moins de 500 pieds des aquifères alimentant un réseau d'aqueduc municipal ou d'un puits privé, à moins de 100 pieds d'une plaine inondable, à moins de 2 000 pieds d'une prise d'eau publique, d'une rivière ou d'un affluent et à moins de 4 000 pieds d'un bassin filtrant naturellement une source d'eau potable. Toutefois, un promoteur peut être exempté de ces restrictions, s'il réalise des évaluations environnementales spécifiques et introduit des mesures de sécurité supplémentaires.

La demande de permis de forage devra être accompagnée d'informations et de documents supplémentaires concernant les volumes d'eau qui seront utilisés, les sources d'approvisionnement, les distances entre les puits et les réservoirs d'eau potable, la présence d'aquifères et d'eaux de surface. Une série de plans seront requis avant d'émettre le permis de forage : contrôle des émissions dans l'air, disposition finale des eaux de reflux et des saumures de production, gestion des résidus de forage, trafic routier associé au puits, ainsi que les informations relatives aux composantes chimiques et leur volume dans la fracturation. Les demandeurs de permis devront respecter les nouvelles prescriptions introduites dans la réglementation, notamment celles touchant l'espacement des puits, les plans d'urgence, la divulgation des incidents, le test des équipements, l'utilisation du formulaire de transport pour assurer le suivi des matières résiduelles produites par les activités, et avant le forage, l'échantillonnage des puits d'eau situés à moins de 1 000 pieds du puits à forer. La réglementation introduit aussi des obligations relatives à la préparation du site, à sa maintenance, à la construction du puits et à la manière de réaliser la fracturation hydraulique à haut volume<sup>11</sup>.

Les activités de fracturation hydraulique à haut volume seront également soumises aux nouvelles dispositions réglementaires touchant les prélèvements en eau, notamment en matière de permis, de registres et de déclaration des prélèvements<sup>12</sup>.

---

*Proposed express terms 6 N.Y.C.R.R. Parts 550-560*, New York State Department of Environmental Conservation, en ligne : [<http://www.dec.ny.gov/regulations/77401.html>], 560.2 (25), consulté le 25 mars 2012.

<sup>9</sup> Department of Environmental Conservation, *Water Withdrawal, Proposed Regulations*, 6 NYCRR Parts 601 and 621, en ligne : [<http://www.dec.ny.gov/regulations/78258.html>], consulté le 25 mars 2012.

<sup>10</sup> Voir la nouvelle section 552.1.

<sup>11</sup> Voir les nouvelles sections 553.3, 554.1, 560.3 à 560.6.

<sup>12</sup> Voir la nouvelle partie 601.

Pour réduire les risques de contamination des eaux, les activités seront soumises à l'obligation d'obtenir un permis pour la gestion des rejets de matières polluantes, le *State Pollutant Discharge Elimination System* (SPDES), qui doit être accompagné de documents attestant que l'endroit où les eaux de rejet et les saumures de production seront envoyées pour être traitées est un site autorisé à les recevoir, et de certifications relatives au traitement et à l'élimination des résidus de forage et des eaux de retour de fracturation, ainsi qu'au retrait hors du site des saumures de production. Le demandeur de permis doit aussi apporter la preuve qu'il utilisera les produits les moins risqués pour les ressources en eau. Le permis ne sera pas émis en l'absence d'un plan de prévention de la pollution par les eaux de ruissellement (*Comprehensive Stormwater Pollution Plan*), qui couvre toutes les phases du développement, et si une autre des obligations du permis n'est pas satisfaite. Cela signifie que le SPDES est requis dès la construction de la route d'accès et de la plateforme du puits. Les eaux de retour de fracturation et les saumures de production font l'objet d'un encadrement particulier. Elles ne peuvent être rejetées que dans un réseau de traitement des eaux dont les installations permettent de les traiter, mais le réseau municipal conserve néanmoins le droit de les refuser. Leur rejet sur le sol ou dans les eaux de surface est interdit<sup>13</sup>.

La RDSGEIS a conclu que l'industrie du gaz de schiste a des impacts significatifs sur les écosystèmes et la biodiversité en termes de fragmentation du territoire, de dégradation des habitats de 18 espèces menacées ou en danger et d'introduction d'espèces exotiques. Selon la RDSGEIS, ces impacts peuvent être partiellement atténués par la réglementation. Pour cela, la RDSGEIS propose d'interdire les activités de fracturation hydraulique à l'intérieur de certaines terres de l'État, ce que le NYSDEC propose de faire en modifiant la réglementation, selon les termes des nouvelles sections 52.3 et 190 (*Fish and Wildlife et Lands and Forests*).

En matière de pollution atmosphérique, la RDSGEIS propose de modifier le contrôle des émissions, et ce, dès l'octroi du permis de forage. Dans le but d'éviter que cette industrie ait un impact négatif significatif sur le climat, la RDSGEIS recommande également que les promoteurs produisent un *Greenhouse gas emission impacts mitigation plan*. Dans la même perspective, l'*Environmental Protection Agency* (EPA) a adopté, en avril 2012, les premières normes fédérales de la *Clean Air Act* applicables à l'industrie des gaz naturels. Les nouvelles normes ont notamment pour objectif de réduire les émissions de l'industrie du gaz de schiste par l'amélioration des méthodes de captation des composés organiques volatils (COV), avec une nouvelle technologie de capture nommée *Green Completion*.

### 3. LES IMPACTS SOCIO-ÉCONOMIQUES ET LOCAUX

Au niveau des impacts socio-économiques, la RDSGEIS conclut qu'ils seront très positifs en termes de création d'emplois et d'augmentation des revenus des particuliers, des taxes et des impôts prélevés par l'État. Toutefois, la RDSGEIS souligne que l'intensité des activités de développement peut avoir des impacts négatifs dans les petites localités où les logements et les services seront insuffisants pour accueillir un important développement. Il en va de même pour l'altération des paysages et le bruit

---

<sup>13</sup> Voir les nouvelles sections 750-1.1 (g), 750-3.4, 750-3.6 et 750-3.12 (d).



associé à la construction et à l'exploitation des puits, ainsi qu'à la circulation des camions. De plus, le trafic routier entraîne un impact négatif car il endommage les réseaux routiers locaux. Dans l'ensemble, le projet de nouvelle réglementation proposé pour atténuer ces impacts retient qu'un réseau municipal de traitement des eaux ne peut faire partie du plan de gestion des matières résiduelles s'il n'est pas en mesure de les traiter. Dans tous les cas, la municipalité conserve le droit de refuser de les traiter. La nouvelle réglementation prévoit aussi qu'un plan de transport doit désormais accompagner la demande de permis de forage. Toutefois, elle ne prévoit pas de procédure particulière pour dédommager les municipalités. Le projet de nouvelle réglementation ne propose pas de normes particulières relatives à la consultation des gouvernements locaux, à la réduction des impacts visuels et sonores, à la limitation du nombre de puits en opération dans certains endroits particuliers (historique, villégiature, etc.), afin de réduire les impacts locaux. Ces impacts pourront néanmoins être pris en compte lors de l'examen des demandes de permis de forage, mais sans autre garantie de protection contre ces impacts.

Dans l'État de New York, le *Home Rule* habilite les municipalités à prendre des décisions en matière de zonage, susceptibles de se répercuter sur le développement de l'industrie du gaz de schiste. Actuellement, la portée du pouvoir des municipalités d'interdire ou de limiter les activités de forage de puits de gaz de schiste sur leur territoire soulève des interrogations, puisque l'ECL affirme que ses dispositions et ses règlements sur l'industrie gazière et oléifère « supersede[s] all local laws or ordinances relating to the regulation of the oil, gas and solution mining industries », sauf en ce qui concerne les routes locales et les taxes sur les biens immobiliers. Cette question fait actuellement l'objet de débats judiciaires devant les tribunaux de l'État de New York. Les règlements de zonage des municipalités de Dryden et de Middlefield interdisant les industries lourdes sur leurs territoires respectifs ont été jugés valides en vertu du *Home Rule*. Ces décisions sont actuellement devant la Cour d'appel de New York. Par ailleurs, les modifications proposées à la loi et aux règlements par le NYSDEC n'introduisent pas de règle destinée à réduire la portée du *Home Rule* ou le rôle des municipalités.

En vertu de l'ECL, le public peut participer aux processus décisionnels conduisant à la délivrance des permis, à travers le *State Environmental Quality Review*. Le règlement général relatif à la délivrance des permis complète la loi sur les différentes façons pour le public de participer à la prise de décision. En matière d'accès à l'information, les propositions avancées par la RDSGEIS et reprises dans les propositions de modifications réglementaires, consistent à divulguer les composantes chimiques injectées dans les puits, sans lier cette information aux produits utilisés, lesquels jouissent de l'exemption de divulgation de l'information accordée aux secrets industriels. À ce sujet, selon la RDSGEIS, le NYSDEC considère que les *Material Safety Data Sheets*, qui remplacent les informations protégées par le secret industriel, sont accessibles au public car elles ne jouissent pas de cette protection<sup>14</sup>.

L'étude révèle que la révision de la réglementation des activités de fracturation hydraulique à haut volume est toujours en cours dans l'État de New York, mais le processus est très avancé. Largement ouverte au public, cette révision a permis de revoir de manière systématique les exigences actuelles de

---

<sup>14</sup> RDSGEIS, p. 5-63

la réglementation et d'y intégrer un régime spécifique pour les puits utilisant la fracturation hydraulique à haut volume dont la plupart des exigences devront être satisfaites avant l'émission du permis de forage. De plus, ce dernier sera exigé plus tôt, c'est-à-dire dès la construction de la plateforme et de la route d'accès. Dans l'ensemble, le rôle des municipalités et les impacts locaux de cette industrie ont reçu peu d'attention dans les propositions de modifications de la réglementation. Il reste maintenant à attendre la version finale du RDSGEIS, l'adoption des réglementations proposées et l'issue des débats judiciaires entourant la portée du *Home Rule*.

## PENNSYLVANIE

Le développement gazier et oléifère existe dans l'État de Pennsylvanie depuis le 19<sup>e</sup> siècle, mais le développement du gisement Marcellus, entrepris depuis 2004, a déclenché un important débat relativement aux enjeux économiques, environnementaux et sociaux de cette industrie gazière. Évalué entre 1 750 et 12 705 millions de pieds cubes<sup>15</sup>, le potentiel gazier de la Pennsylvanie a conduit à une véritable ruée vers l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste. Selon le rapport de la *Governor's Marcellus Shale Advisory Commission* (GMSAC), rendu public en 2011, la croissance accélérée de l'industrie du gaz de schiste, depuis 2008, met cette dernière au premier rang des employeurs de l'État, représentant plus de 4 % des emplois.

Pour ces raisons, les promoteurs, l'État et certains citoyens font la promotion de cette industrie en Pennsylvanie. Par contre, la migration du méthane vers les nappes d'eau, les fuites souterraines des eaux de fracturation, leur éruption à la surface et d'autres incidents environnementaux ont fini par semer le doute auprès du public quant à ses bienfaits et à susciter des inquiétudes face aux impacts négatifs de cette industrie.

### 1. LES ASPECTS GÉNÉRAUX

La Pennsylvanie a choisi de s'adapter et de répondre aux problèmes, au fur et à mesure du développement de l'industrie du gaz de schiste. L'État a d'abord laissé cette industrie se développer selon les règles mises en place pour l'exploitation du charbon. Vantant ses mérites économiques, l'État n'a pas mis en place de moratoire sur le développement de cette industrie ni entrepris une révision de réglementation gazière avant 2010. L'État commande alors des études qui seront suivies d'importantes modifications aux lois et aux règlements afin d'introduire des règles particulières pour les puits utilisant la fracturation hydraulique dans le shale, que la législation de Pennsylvanie définit comme des puits de gaz non conventionnel (*unconventional gas well*). Suivant ces modifications, le forage et l'exploitation des puits de gaz non conventionnel sont soumis tant aux règles générales applicables aux puits de gaz qu'à des règles supplémentaires édictées pour les puits de gaz non conventionnel.

En Pennsylvanie, plusieurs agences sont appelées à intervenir sur un projet de forage d'un puits de gaz non conventionnel. Le *Department of Environmental Protection* (DEP) joue un rôle significatif. Il est responsable de l'application de nombreuses lois, règlements et politiques, dont la *Oil and Gas Act* (gestion des permis, des garanties, du forage, de l'installation et de l'opération des puits, de la fermeture et de la restauration des sites d'exploitation du gaz de schiste), la *Oil and Gas Conservation Law* (distance entre les puits), la *Clean Streams Law* (protection des eaux de l'État et prévention de leur contamination), la *Solid Waste Management Act* (gestion de l'entreposage, de la collecte, du transport, du traitement et de l'élimination des déchets solides), etc.<sup>16</sup>. C'est essentiellement par ces lois que l'État réalise la délégation du fédéral visant la mise en œuvre de ses lois environnementales. Pour le développement gazier sur les terres de l'État, le *Pennsylvania Department of Conservation and Natural*

---

<sup>1</sup> *Governor's Marcellus Shale Advisory Commission Report*, 22 juillet 2011.

<sup>2</sup> *Ibid.*, pages 40-42.

*Resources* (DCNR) intervient à titre d'agent de location de ces terres ou de celles qui sont gérées par lui, comme les parcs et les forêts publics. En Pennsylvanie, les commissions interétatiques de gestion des bassins versants des rivières Delaware et Susquehanna sont responsables, sur leur territoire, des projets qui ont des impacts sur l'eau et de l'émission des permis pour les prélèvements en eau. Le département responsable des transports est appelé à jouer un rôle plus important. Les départements de la sécurité civile et de l'emploi interviennent également.

Dans l'État de Pennsylvanie, le propriétaire d'un terrain possède les droits sur la surface et sur le sous-sol. Il peut conclure une entente avec une société minière désireuse d'explorer et d'exploiter son sous-sol, par le biais d'un bail. En raison de la position de vulnérabilité dans laquelle se trouvent les propriétaires fonciers, le DEP les encourage à consulter des avocats et à demander des compensations pour les éventuels dommages causés à leur propriété. Quant aux baux conclus avec l'État, ils sont octroyés au plus haut soumissionnaire, par appels d'offres. Cette méthode est vue comme étant celle qui garantit à l'État les revenus les plus élevés en ce qui concerne l'exploitation de ses ressources naturelles.

## 2. LA RÉVISION DE LA LÉGISLATION ET DE LA RÉGLEMENTATION DES PUIITS DE GAZ NON CONVENTIONNEL

En 2010, le DEP a mandaté le *State Review of Oil and Natural Gas Environmental Regulations* (STRONGER) pour réviser sa réglementation concernant les activités de fracturation hydraulique<sup>17</sup>. Après la publication du rapport du STRONGER, et l'élection en 2010 d'un gouvernement plus favorable au développement du gaz de schiste, le DEP a introduit, en février 2011, des modifications importantes à sa réglementation relative au forage, à la construction et à la fermeture des puits. En mars 2011, le gouverneur de l'État a créé la *Governor's Marcellus Shale Advisory Commission* (GMSAC), afin qu'elle développe une stratégie globale pour l'exploitation du gaz de schiste du gisement Marcellus, en tenant compte de la protection de l'environnement ainsi que des lois, règlements et politiques en la matière. Après le dépôt du rapport de la GMSAC, d'importantes modifications furent apportées à la *Oil and Gas Act*, en 2012<sup>18</sup>. Les nouvelles règles introduisent des normes plus sévères pour la construction des puits, la gestion des sites de forage, l'information, les dommages aux routes et une restriction plus importante du pouvoir d'intervention des municipalités sur leur propre territoire.

Pour pouvoir procéder à l'installation et au forage d'un puits de gaz de schiste, le promoteur doit obtenir un permis de forage. Selon la nouvelle loi, la demande doit être accompagnée d'une garantie financière approuvée, d'un plan détaillé des lieux et d'une preuve que les avis requis ont été envoyés aux personnes concernées (ex.: la municipalité où se trouve le puits et celles situées à moins de 3 000 pieds du puits, le propriétaire de surface et ceux dont les sources d'eau sont à moins de 3 000 pieds du puits). Le permis sera approuvé seulement si le « *unconventional gas well fee* » a été payé. Le DEP n'a pas beaucoup de marge de manœuvre dans son analyse des dossiers, car il doit approuver une demande de permis dans les 45 jours de sa soumission, avec ou sans condition, à moins qu'il n'ait une raison valable

<sup>3</sup> State Review of Oil and Natural Gas Environmental Regulations, *Pennsylvania Hydraulic Fracturing State Review*, septembre 2010.

<sup>4</sup> *Pennsylvania Act 13 of 2012*, 58 Pa.C.S. §§ 2301-3504.

de la refuser. Le promoteur ne peut commencer le forage que 24 heures après en avoir avisé le propriétaire de surface et l'autorité locale<sup>19</sup>.

Plusieurs modifications apportées à la *Oil and Gas Act* sont venues renforcer les règles de protection des eaux souterraines et de surface. Suivant ces modifications, il est interdit d'installer un puits de gaz non conventionnel à moins de 300 pieds d'un cours d'eau. De plus, l'aire perturbée entourant un puits de gaz non conventionnel doit être à au moins 300 pieds de toute zone humide et à au moins 1 000 pieds d'un puits d'eau ou d'une autre source d'alimentation en eau, à moins que le propriétaire ne donne sa permission. Ces puits doivent être à au moins 500 pieds de tout bâtiment. La loi interdit également la présence d'un puits de forage dans une plaine inondable, si on retrouve sur le site de forage un bassin ou un réservoir contenant des résidus liquides ou solides issus du puits ou des substances dangereuses, à moins que des conditions particulières ne soient satisfaites<sup>20</sup>. Enfin, un promoteur peut obtenir une exemption à ces restrictions de distance, s'il s'engage à entreprendre des mesures de sécurité supplémentaires<sup>21</sup>. Toutefois, en juillet 2012, la Pennsylvania Commonwealth Court a conclu que cette dernière disposition est inconstitutionnelle parce qu'elle n'établit pas suffisamment les normes que le DEP doit prendre en considération lorsqu'il accorde une exemption<sup>22</sup>.

Les prélèvements en eau ont fait l'objet de nouvelles dispositions législatives. Ainsi, pour les puits qui s'alimentent dans les eaux publiques de l'État qui ne sont pas comprises dans les limites territoriales des commissions des bassins versants des rivières Delaware et Susquehanna, il leur est dorénavant interdit de s'alimenter dans ces eaux, pour tout forage ou fracturation hydraulique associés au gaz non conventionnel, sans détenir un *Water Management Plan* approuvé par le DEP. La loi prescrit que l'émission des permis pour les puits de gaz non conventionnel est conditionnelle à la conformité à ce plan, et cela, peu importe la quantité d'eau prélevée.

Lorsqu'il est nécessaire de construire une route d'accès ou de réaliser une activité susceptible de perturber le sol, le promoteur a l'obligation d'utiliser les *Best Management Practices* afin de minimiser l'érosion et de contrôler les sédiments. Il doit aussi présenter un *Erosion and Sediment Control Plan* lorsque son projet risque de perturber une surface de plus de 5 000 pieds carrés ou d'introduire des sédiments dans un cours d'eau de haute qualité<sup>23</sup>.

L'État de Pennsylvanie a introduit de nouvelles règles qui cherchent à corriger le problème de l'usure prématurée des routes locales, causé par l'industrie gazière. Ainsi, le *Pennsylvania Department of Transportation* (PENNDOT) ou une autorité locale peut utiliser une signalisation particulière, le « *Posting* », afin de signaler le poids maximum des véhicules autorisés à circuler sur une route. Le promoteur désirant emprunter cette route doit présenter une demande de permis, accompagnée d'un

---

<sup>5</sup> 58 Pa.C.S. § 3211 (f) (2).

<sup>7</sup> 58 Pa. C.S. § 3211(m) et 3215(f).

<sup>6</sup> 58 Pa. C.S. § 3215 pour toutes les informations dans ce paragraphe.

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

<sup>8</sup> 25 Pa. Code § 102 et 102.4; *Rapport de la GMSAC, supra* note 1, à la page 70.

*Excess Maintenance Agreement* dans lequel il reconnaît sa responsabilité future pour l'usure prématurée de la route, et d'une garantie financière : 12 500 \$ pour chaque mille de route pavée, 6 000 \$ pour les routes secondaires, et 50 000 \$ pour les routes dont un certain niveau d'usure est accepté<sup>24</sup>. Toutefois, le GMSAC souligne que les routes principales ne sont pas protégées par ce système, et que malgré les efforts des municipalités, le système mis en place manque de ressources humaines, les coûts de réparation sont plus élevés que les garanties demandées et les routes souffrent du manque d'entretien. En définitive, l'impact du développement gazier sur les routes demeure une préoccupation importante.

Afin de prendre en compte le procédé de fracturation hydraulique utilisé pour l'exploitation du gaz de schiste, le règlement général sur les puits de pétrole et de gaz fut modifié, en février 2011<sup>25</sup>. Les normes relatives au tubage et au revêtement en ciment des puits y furent resserrées, dans le but de prévenir la migration souterraine du gaz et des produits chimiques utilisés lors de la fracturation. Le promoteur doit mettre en place plusieurs couches de revêtements en ciment, respecter les meilleures pratiques de l'industrie ainsi que les principes de forage énoncés dans la loi. Les règles relatives à la protection des eaux, à la gestion des matières résiduelles produites par les activités, aux garanties financières, à l'entreposage souterrain, et aux engagements en matière d'inspection et de suivi ont aussi été revues.

Une particularité de la législation de Pennsylvanie réside dans l'introduction d'une présomption de contamination des sources d'alimentation en eau situées dans un périmètre de 2 500 pieds du puits; elle pèse sur l'opérateur du puits pendant les 12 mois suivant les activités de forage. Cette présomption n'est toutefois pas absolue; le promoteur peut la renverser en réalisant un échantillonnage des puits d'eau voisins, avant de procéder au forage<sup>26</sup>.

Plusieurs modifications apportées à la *Oil and Gas Act*, en 2012, sont également venues renforcer les règles sur la gestion des rejets accidentels et des matières résiduelles produites tout au long de l'activité. Le site doit désormais être conçu de manière à contenir tous les rejets de contaminants associés à l'activité<sup>27</sup>. En ce qui concerne le traitement des eaux de retour de fracturation et les saumures de production, la nouvelle réglementation limite la possibilité qu'elles soient envoyées dans des installations municipales de traitement des eaux usées, en exigeant que le lieu de traitement ait la capacité de traiter un pourcentage élevé de *Total Dissolved Solids*<sup>28</sup>. La GMSAC recommande de favoriser la réutilisation des eaux de retour de fracturation, de faire la promotion des formes alternatives d'élimination et d'encourager les mélanges de fluides de fracturation moins nocifs<sup>29</sup>. Une étude étaye l'intérêt de ces dispositions en soulignant qu'en 2011, la quantité d'eaux usées produites par l'industrie gazière en Pennsylvanie a doublé, la moitié de cette eau a été traitée dans une usine de traitement couverte par le nouveau règlement, le tiers a été recyclé sur les sites de forage, moins de 10 % a été

---

<sup>9</sup> Voir 67 Pa. Code § 189; *Rapport de la GMSAC*, supra note 1 aux pages 92-96, et de 67. Pa. Code § 189.

<sup>10</sup> 25 Pa. Code §§ 78.1 et suivants; *Rapport de la GMSAC*, supra note 1 à la page 65.

<sup>11</sup> 58 Pa. C.S. § 3218 et 25 Pa. Code §§ 78.51 et 78.52.

<sup>12</sup> 58 Pa. C.S. § 3218.2.

<sup>13</sup> 25 Pa. Code § 95.

<sup>14</sup> *Rapport de la GMSAC*, supra note 1, à la page 67.



injecté dans des puits souterrains, moins de 10 % a été envoyé dans une usine de traitement non couverte par le nouveau règlement et le reste est toujours dans des réservoirs<sup>30</sup>. Pour ce qui est du transport des eaux de retour de fracturation et des saumures de production, la loi exige dorénavant de conserver des dossiers sur la quantité d'eau contaminée produite, les transporteurs, le lieu et la méthode de traitement et d'élimination, et ce pendant cinq ans<sup>31</sup>. Enfin, dans le cas d'un déversement accidentel d'eau de retour de fracturation, le promoteur doit aviser le DEP dans les deux heures de la détection du problème. Il est aussi tenu de l'aviser lorsque des rejets sont susceptibles d'être nocifs aux ressources aquatiques de l'État<sup>32</sup>.

La fermeture d'un puits fait l'objet de règles particulières. Elle doit être précédée d'un avis au DEP, lui permettant ainsi d'envoyer un représentant pour surveiller les opérations. Les garanties financières de 2 500 \$ à 25 000 \$, qui ont été accordées lors de la demande de permis de forage, sont retournées au promoteur après une fermeture respectueuse des normes de l'État. Malgré tout, une étude réalisée en 2011 démontre que le coût réel pour colmater un puits en Pennsylvanie peut atteindre 100 000 \$, et dans le cas de la petite municipalité de Dimock, les coûts ont même atteint 700 000 \$<sup>33</sup>. Il existe un programme de gestion des sites orphelins ayant pour but de fermer les quelques 8 000 sites orphelins antérieurs à 1985, en vertu duquel le DEP a fermé avec succès plus de 125 sites.

En ce qui a trait à la contamination de l'atmosphère, les modifications apportées à la *Oil and Gas Act* exigent du propriétaire ou de l'opérateur d'une installation de développement, de production, de transmission ou de transformation de gaz non conventionnel qu'il soumette au DEP un rapport identifiant et indiquant la quantité de contaminants atmosphériques provenant de toutes sources, sur son site<sup>34</sup>. De plus, de nouvelles règles fédérales furent adoptées en 2012, afin de réduire l'émission de contaminants atmosphériques associés à la fracturation hydraulique. Cependant, la Pennsylvanie exempte plusieurs activités de développement gazier de l'obligation d'obtenir un *Plan Approval* ou un permis sous la *Air Pollution Control Act* de l'État.

### 3. LES ASPECTS SOCIO-ÉCONOMIQUES

En Pennsylvanie, les redevances payées à un particulier représentent en moyenne 12,5 % de la valeur du gaz produit par année. Pour ce qui est des baux, ils demeurent très différents les uns des autres et la négociation joue un rôle important avant leur signature. Quant à l'État, il en tire d'importants revenus. Selon le *Pennsylvania Department of Revenue*, les compagnies et les individus impliqués dans le développement du gaz de schiste ont payé, depuis 2006, plus de 1,3 milliards \$ en impôts. Durant l'année fiscale 2010-2011, l'État a perçu 12,5 millions \$ en frais liés aux permis délivrés. Pour l'année

---

<sup>15</sup> 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.

<sup>16</sup> 58 Pa. C.S. § 3218.3.

<sup>17</sup> 25 Penn. Code § 78.66 et § 91.33.

<sup>18</sup> Gregory, K.B., Vidic, R.D., et Dzombak, D.A. (2011), « Water Management Challenges in Development of Shale Gas with Hydraulic Fracturing », *Elements*, 7(3):181-186.

<sup>19</sup> 58 Pa. C.S. § 3227.

fiscale 2011-2012, le DEP évalue que les frais de permis rapporteront 15,4 millions \$ et les baux sur les terres publiques, 63 millions \$<sup>35</sup>.

Le droit d'accès à l'information prévu par la *Pennsylvania Right to Know Law* a été modifié en 2009, afin de mieux protéger les citoyens de la Pennsylvanie. De plus, des modifications apportées à la *Oil and Gas Act*, en 2012, ont introduit des dispositions relatives à l'accès à l'information spécifiquement pour les puits de gaz non conventionnel. La Pennsylvanie permet maintenant l'obtention des renseignements relatifs aux composés chimiques utilisés lors de la fracturation hydraulique<sup>36</sup>. Le public est également appelé à participer aux modifications législatives et réglementaires et à l'émission des permis, à travers les périodes de consultation prévues à cet effet.

Dans l'État de Pennsylvanie, les municipalités ont le droit et le pouvoir, en vertu du *Home Rule*, d'adopter des règles concernant la gouvernance de leur territoire<sup>37</sup>. Par contre, la *Oil and Gas Act* a restreint ce pouvoir pour les activités gazières et pétrolières. D'abord, la loi précise que la réglementation de l'État en matière de pétrole et de gaz a préséance et remplace celle des municipalités. À la suite de décisions rendues par la Cour suprême de Pennsylvanie, ayant reconnu que les pouvoirs de zonage des municipalités leur accordent une marge de manœuvre pour encadrer l'emplacement des puits, ainsi que d'autres aspects du développement gazier, l'État a modifié la *Oil and Gas Act* afin de limiter ce pouvoir municipal. Depuis, la loi interdit toute réglementation environnementale de cette industrie de la part des municipalités et leur ordonne de permettre son développement raisonnable, c'est-à-dire « 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 résidentielles<sup>38</sup>. La nouvelle loi permet aux personnes concernées par un règlement municipal qui serait non conforme à ses prescriptions de le faire déclarer invalide et, dans certaines circonstances, de réclamer des frais d'avocat. Bref, en Pennsylvanie, le développement gazier et oléifère écarte à son avantage le *Home Rule*, mais ce n'est pas sans contestation de la part du milieu municipal. En effet, le 11 avril 2012, sept municipalités du Commonwealth ont obtenu 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'adapter<sup>39</sup>. Dans cette même affaire, la Pennsylvania Commonwealth Court a déterminé, en juillet 2012, que la nouvelle disposition de la *Oil and Gas Act*, qui limite le pouvoir de zonage des municipalités en matière de développement gazier sur l'ensemble de leur territoire, n'est pas

---

<sup>20</sup> Pennsylvania Department of Revenue, press release, May 2, 2011; *Rapport de la GMSAC*, supra note 1, pages 85-86.

<sup>21</sup> 65 P.S. § 67.101. Cependant, une disposition de la *Oil and Gas Act* de 2012 exige du personnel médical un engagement écrit de protéger la confidentialité des informations sur les composés chimiques associés à la fracturation hydraulique si l'information fut transmise pour assurer le traitement d'un patient.

<sup>22</sup> *Constitution of the Commonwealth*, article IX section 2.

<sup>23</sup> 58 Pa.C.S. §§ 3302, 3303 et 3304.

<sup>39</sup> *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-amp-johnson-llc-pennsylvania-court-delays-act-13-s-preemption-of-local-zoning-ordinances.aspx>], consulté le 4 mai 2012.

constitutionnelle<sup>40</sup>. Une minorité de trois juges sur sept est arrivée à la conclusion contraire. Le gouverneur de l'État a annoncé que cette décision serait portée devant la Cour suprême de l'État.

En définitive, la Pennsylvanie a pris acte des méthodes d'exploitation de l'industrie du gaz de schiste et entreprit récemment de revoir sa réglementation pour tenir compte des impacts environnementaux et sociaux particuliers. Les réformes visent à atténuer les impacts sur les ressources en eau, la qualité de l'air et le réseau routier. L'augmentation des garanties financières exigées de l'industrie témoigne qu'elle occasionne des coûts importants pour la société, et cela tout particulièrement pour les communautés locales. Les impacts locaux demeurent importants et sont difficiles à atténuer avec l'approche réglementaire retenue par l'État qui donne préséance au développement de l'industrie sur le pouvoir de zonage des municipalités et cela même dans les zones résidentielles. La constitutionnalité de ces dispositions est actuellement contestée par des municipalités devant les instances judiciaires de l'État. Enfin, l'encadrement législatif retenu en Pennsylvanie pour l'industrie du gaz de schiste est très récent et il faut s'attendre à de nouvelles modifications dans les prochaines années.

---

<sup>40</sup> *Robinson Township c. Commonwealth of Pennsylvania*, No. 284 M.D. 2012, 2012 WL 3030277 (Pa. Commonw. Ct. 26 juillet 2012)

## FRANCE

## 1. LE CONTEXTE

Les différences de contextes ne permettent pas de transposer en France, les expériences américaines en matière d'exploitation du gaz de schiste. En revanche, le cheminement français est assez similaire au cas québécois. Au Québec, face à la mobilisation du public contre l'exploitation du gaz de schiste, le gouvernement a demandé au BAPE de faire un rapport sur les questions soulevées et sur l'ampleur des enjeux. À la lumière de ce rapport, un groupe d'experts a été constitué pour effectuer une évaluation environnementale stratégique et éclairer les décisions gouvernementales. En France, il y a eu un questionnement semblable. En février 2011, le gouvernement français a habilité une première mission d'inspection sur le gaz de schiste, pour lui fournir un avis sur la réalité des réserves annoncées, l'opportunité de leur exploitation, les enjeux sociaux et environnementaux et le cadre juridique applicable. Le groupe d'experts chargé de la mission a rendu un premier rapport en avril 2011<sup>41</sup>, qui affirme qu'en leur état actuel, les cadres législatif, réglementaire, fiscal et administratif en France sont inadaptés et difficilement applicables à cette nouvelle branche de l'industrie minière.

Compte tenu des recommandations de ce rapport intermédiaire et sans attendre le rapport final, un moratoire a été imposé par la *Loi 2011-835* du 13 juillet 2011<sup>42</sup>, qui suspend l'instruction et l'octroi de toute autorisation d'opération ayant recours à la fracturation hydraulique en France, et qui révoque les trois permis d'exploration accordés jusque-là. Pour le législateur français, tant que le pays n'aura pas acquis des connaissances suffisantes sur les effets de l'exploitation de la ressource, il vaut mieux remettre à plus tard la prise d'une décision définitive à son endroit.

Tout de même, le gouvernement français reconnaît que la progression des connaissances ne peut se faire sans effectuer quelques expérimentations sur la ressource. La *Loi 2011-835* prévoit donc exceptionnellement que des opérations de forage suivis d'essais de fracturation hydraulique puissent être permises, si elles sont réalisées aux seules fins de recherche scientifique et sous contrôle public. La Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux a été créée en application à la loi<sup>43</sup>, pour juger le caractère scientifique des projets d'exploration du gaz de schiste et assurer en partie ce contrôle public. Selon la *Loi 2011-835*, le gouvernement devra fournir au Parlement un rapport sur l'état de l'acquisition des connaissances et la mise en œuvre de la loi, un an après sa promulgation, et la Commission devra fournir un avis formel sur ce rapport.

---

1. France, Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies et Conseil général de l'environnement et du développement durable, *Les hydrocarbures de roche-mère en France*, Rapport initial et Rapport complémentaire, Écologie, Développement durable et Énergie France, février 2012, en ligne : [[http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/007612-01\\_et\\_007612-03\\_rapports.pdf](http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/007612-01_et_007612-03_rapports.pdf)].

2. *Loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011*, JO, 14 juillet 2011, Legifrance 12217, en ligne : [<http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=?cidTexte=JORFTEXT000024361355&dateTexte=&oldAction=rechJO&categorieLien=id>].

3. *Décret n° 2012-385 du 21 mars 2012*, JO, 22 mars 2012, Legifrance 5172, en ligne : [<http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000025548000&dateTexte=&categorieLien=id>].

À la suite du rapport intermédiaire, le gouvernement a décidé de prolonger les travaux du groupe d'experts pour qu'il approfondisse les recherches. C'est pourquoi une mission complémentaire a été diligentée, en août 2011, chargée de recenser les techniques imaginables pour extraire le gaz de schiste, d'en analyser l'efficacité et la maîtrise par l'industrie française, et d'en évaluer les impacts et les coûts. Elle devait également proposer un cadre organisationnel et juridique adéquat dans le but d'encadrer les expérimentations sur les techniques utilisées, et de garantir la concertation avec tous les acteurs concernés. Pour cette mission complémentaire, le groupe d'experts a rendu un rapport final en février 2012.

Compte tenu des similitudes avec le Québec, il est intéressant de relever les forces et les faiblesses de la démarche française.

## 2. LES FORCES

Parmi les forces de l'approche française, on retrouve principalement :

### 2.1. L'abrogation des trois permis de recherches portant sur le gaz de schiste, accordés antérieurement à la Loi 2011-835 du 13 juillet 2011

La loi a un effet rétroactif pour les opérateurs miniers et annule les droits qu'ils avaient acquis en toute légalité avant même la promulgation de la loi. Pour ce faire, la loi française de 2011 a obligé chaque opérateur minier déjà en possession d'un permis exclusif de recherche portant sur les hydrocarbures liquides ou gazeux, à remettre à l'autorité administrative qui l'a délivré et dans les deux mois suivant la promulgation de la loi, un rapport expliquant les techniques employées ou envisagées dans le cadre de ses activités de recherche. Si le rapport n'a pas été remis dans les délais impartis, ou s'il a mentionné le recours actuel ou probable à la fracturation hydraulique, le permis était abrogé. La liste de tous les permis abrogés a été publiée dans le Journal officiel, trois mois après la promulgation de la loi<sup>44</sup>.

C'est un procédé novateur prévu à l'article 3 de la loi, mais les avis du public sur ces dispositions restent mitigés. Les écologistes et le parti socialiste protestent contre les nuances dans la formulation de la loi, qui pourraient profiter aux titulaires de permis. Pour eux, les permis auraient dû être purement et simplement abrogés. Le public craint aussi l'ambiguïté de la formulation de l'article 3(II) qui stipule que « si le rapport mentionne le recours, effectif ou éventuel, à des forages suivis de fracturation hydraulique de la roche, les permis exclusifs de recherches concernés sont abrogés. » En effet, cela pourrait signifier que si les entreprises évitaient de faire référence explicitement à la fracturation hydraulique dans leur rapport, ils pourraient contourner l'abrogation<sup>45</sup>. D'un autre côté, les entreprises critiquent le sens large qui pourrait être attribué à l'article 3(II), dans l'appréciation de l'éventualité du recours à la fracturation hydraulique. Même si cette technique n'est pas explicitement mentionnée dans le rapport, si la technique prévue par l'entreprise n'est pas jugée adéquate pour le type de prospection envisagé, et que

---

4. *Arrêté du 12 octobre 2011*, JO, 13 octobre 2011, Legifrance 17225, en ligne : [<http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000024663103>].

5. Christian Rioux, « La France interdit l'extraction des gaz de schiste », *Le Devoir* (12 mai 2011) en ligne : [<http://www.ledevoir.com/international/europe/323118/la-france-interdit-l-extraction-des-gaz-de-schiste>].

cela laisse croire que l'entreprise pourrait revenir à la fracturation hydraulique, son permis pourrait être révoqué<sup>46</sup>.

## 2.2. La création d'une Commission unique et centrale

En France, la Commission nationale d'orientation agira à la fois comme une autorité de contrôle et un organe de consultation et d'expertise, lorsque les expérimentations scientifiques débiteront. Elle assumera plusieurs responsabilités : émission d'avis scientifique, supervision des travaux de recherche, conseils au gouvernement et au Parlement, concertation et partenariat avec les parties prenantes, information du public, etc. En effet, la Commission jouera un rôle très important d'intermédiaire ou de lien entre l'ensemble des parties prenantes, pour faciliter la compréhension des enjeux, apaiser les tensions et favoriser l'avancement de l'acquisition des connaissances. C'est pourquoi la présence d'experts en son sein pourrait être déterminante pour sa crédibilité auprès du public, car cela lui permettrait de garder un regard objectif et d'émettre des avis dont la valeur scientifique serait reconnue.

Cette crédibilité n'est pourtant pas acquise. Déjà, la société civile est sceptique quant à la capacité de la Commission à assurer l'équilibre entre les forces et les intérêts en présence. De son point de vue, le poids des différents acteurs qui y siègent est inégal : il n'y a que trois représentants d'associations environnementales, alors qu'il y a cinq représentants de l'État et six représentants de l'industrie gazière et pétrolière<sup>47</sup>. La légitimité sociale de la Commission est donc remise en question.

## 2.3. La mise en place d'un programme scientifique dans le cadre duquel auront lieu les expérimentations scientifiques sur le gaz de schiste.

Le lancement du programme scientifique est prévu pour le second semestre 2012 et devrait s'étaler sur plusieurs années. Ce programme fournira un encadrement opérationnel pour les travaux de recherche sur le terrain : il sera utile pour prévoir les orientations stratégiques, fixer les objectifs à l'échelle nationale et les conditions à respecter pour les projets, déterminer un échéancier, etc. Une proposition intéressante de la mission d'inspection dans son rapport final, mais qui n'a pas encore été reprise par une loi ou un décret, concerne une liste d'additifs autorisés ou un référentiel de bonnes pratiques auxquelles devrait se conformer l'industrie, et que l'expérimentation pourrait permettre d'élaborer.

---

6. « Total bataille pour exploiter du gaz de schiste dans le sud de la France », *Le Monde* (17 janvier 2012) en ligne : [[http://www.lemonde.fr/planete/article/2012/01/17/total-bataille-pour-exploiter-du-gaz-de-schiste-dans-le-sud-de-la-france\\_1630930\\_3244.html](http://www.lemonde.fr/planete/article/2012/01/17/total-bataille-pour-exploiter-du-gaz-de-schiste-dans-le-sud-de-la-france_1630930_3244.html)].

7. Les Amis de la Terre, communiqué « L'hypocrisie du gouvernement sur les gaz et huiles de schiste : comment contourner en douce une interdiction mise en scène à travers la loi? » (22 mars 2012), en ligne : [<http://www.amisdelaterre.org/L-hypocrisie-du-gouvernement-sur.html>].



### 3. LES FAIBLESSES

Parmi les faiblesses de la démarche entreprise en France, nous avons relevé :

#### 3.1. Le manque d'implication de l'ensemble des parties prenantes dans la préparation du projet de loi

On pourrait reprocher à la France de ne pas avoir suffisamment consulté les parties prenantes avant la décision de légiférer. Les opérateurs miniers sont concernés au premier plan, car la loi de 2011 a produit des effets importants sur leurs droits acquis et futurs. Suite au manque de concertation avec ces acteurs, l'écueil qui peut apparaître maintenant pour la France, c'est le *statu quo* ou une situation figée. Faute d'avoir pris connaissance et intégré les intérêts des industriels à participer au programme de recherche, les propositions de projet de la part d'opérateurs volontaires pourraient manquer. En ce début du second semestre 2012, aucune information officielle n'a pu être trouvée sur l'état actuel des demandes de permis d'exploration entrant dans le cadre de ce programme. Une telle situation risquerait de faire obstacle à l'amélioration des connaissances scientifiques et retarderait la prise d'une décision définitive sur l'exploitation du gaz de schiste en France.

La concertation avec la société civile a également fait défaut. Lors du processus d'adoption de la loi, des citoyens, des associations environnementales et d'autres groupes sociopolitiques se sont mobilisés pour manifester contre certaines de ses dispositions, qui figurent malgré cela dans la version finale de la loi. Aucune plateforme d'échanges avec les membres de la société civile n'a été mise en place sur le site Internet du ministère du Développement durable, par exemple. Cela ne fait qu'aggraver les insuffisances du cadre informationnel et participatif français en matière de mines, malgré les efforts de transparence promis par la loi elle-même.

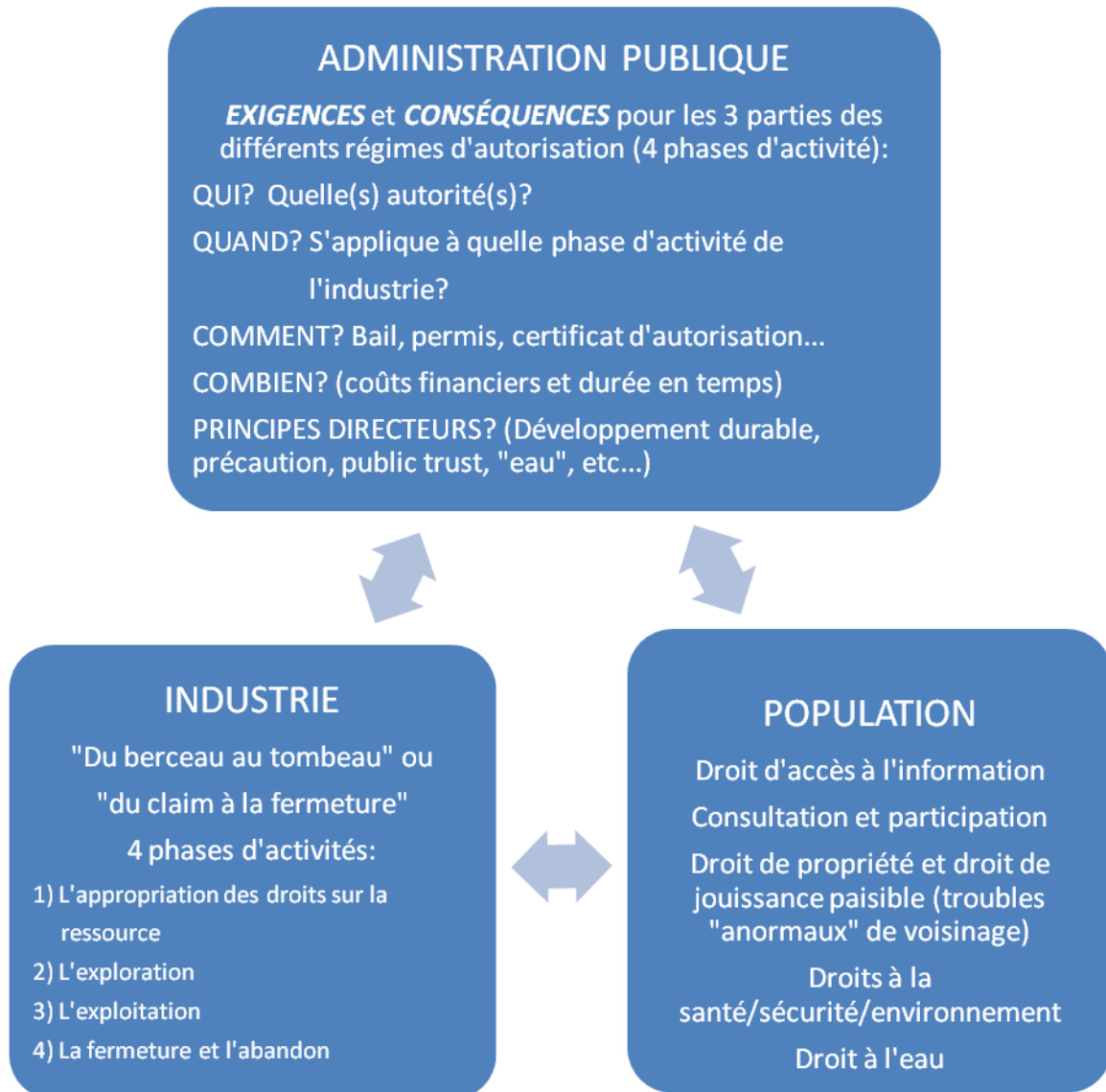
#### 3.2. Les confusions juridiques créées par la loi de 2011

La nouvelle orientation pour les hydrocarbures liquides et gazeux a entraîné une confusion dans les procédures à respecter et dans les effets (droits et obligations) sur les différentes parties. Il devient malaisé de faire la distinction entre ce qui a été réellement modifié par la loi de 2011 et ce qui reste encore à modifier, auquel cas l'ancienne procédure subsiste jusqu'à nouvel ordre. Comme c'est une loi récente, il est probable que des textes viendront dissiper au fur et à mesure ces imprécisions.

Ainsi, dans sa situation actuelle, la France n'est pas plus avancée que le Québec. La pertinence de l'exploitation de cette nouvelle ressource énergétique est toujours aussi controversée et le futur de l'industrie demeure incertain, en France.

## Annexe

GRILLE D'ANALYSE POUR LES ÉTUDES ENTOURANT L'ASPECT JURIDIQUE  
DE L'INDUSTRIE DU GAZ DE SCHISTE  
(ANALYSE COMPARATIVE D'AUTRES JURIDICTIONS L1-1)



**Notes explicatives sur la grille d'analyse utilisée :**

Le rapport du BAPE sur l'industrie du gaz de schiste a clairement identifié quatre phases d'activité de l'industrie, qui vont des mécanismes d'appropriation des droits sur la ressource jusqu'à la fermeture planifiée des sites ou leur abandon. Différents régimes d'autorisation, pouvant relever d'autorités administratives diverses, peuvent intervenir à une ou plusieurs de ces phases d'activité. Cela est vrai au Québec comme ailleurs.

Nous avons donc examiné et répertorié les EXIGENCES de ces divers régimes d'autorisation, mais aussi indiqué leurs CONSÉQUENCES pour les diverses parties (administration publique, industrie et population). Par exemple, au moment d'établir son claim sur un territoire donné, à quelles exigences une entreprise doit-elle se soumettre et quelles sont les conséquences de ces exigences pour l'administration publique (ex.: droits, redevances, mais aussi restrictions quant à l'établissement d'aires protégées, etc.) et la population (ex.: information lorsque la propriété fait l'objet d'un claim, consultation préalable, impact sur le droit de propriété, etc.)?

Les différentes questions indiquées (qui, quand, comment, combien et principes directeurs) servent à obtenir une information comparative uniforme, favorisant une analyse efficace. Les droits de la population à prendre en considération sont sensiblement les mêmes qu'au Québec, à l'exception du droit civil (common law) et de l'existence de certains droits fondamentaux.

Il s'agit donc de faire état du droit positif encadrant l'industrie tout en le contextualisant par rapport aux parties prenantes, de façon à pouvoir vérifier leur effectivité et efficacité pour l'ensemble des acteurs.