



Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste

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

ALBERTA

Août 2012

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



UNIVERSITÉ
LAVAL

Faculté de droit

Le présent rapport a été préparé par la Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement (CRCDE) pour le Comité de l'évaluation environnementale stratégique dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste. La coordination des activités de la recherche fut réalisée par Paule Halley, professeure titulaire à la Faculté de droit de l'Université Laval et titulaire de la Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement. La CRCDE remercie Me Jean Baril pour la supervision des activités de recherche ainsi que Me Hugo Tremblay pour les recherches réalisées sur la législation applicable à l'industrie du gaz de schiste en Alberta. 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

ALBERTA

TABLE DES MATIÈRES

Introduction	1
1. L'administration publique	1
1.1. Le cadre général	1
1.1.1. Les aspects sectoriels	1
1.1.1.1. Les joueurs principaux	1
1.1.1.2. Le cadre réglementaire	2
1.1.2. L'aspect territorial	3
1.2. Les orientations gouvernementales	5
2. L'industrie	6
2.1. L'appropriation des droits sur la ressource	6
2.1.1. Les titres de l'État	6
2.1.2. L'acquisition des titres	7
2.1.2.1. L'appel d'offres public	8
2.1.2.2. Les principaux titres	8
2.1.2.3. La dimension géographique des titres	10
2.1.2.4. Les titres secondaires	11
2.1.2.5. Les ententes de concertation	12
2.2. L'exploration	12
2.2.1. Les autorisations administratives	13
2.2.2. Le droit d'entrée	13
2.2.3. Les normes opérationnelles	14
2.3. L'exploitation	16
2.3.1. Les autorisations administratives	17
2.3.2. Le droit d'entrée	19
2.3.3. La production	20
2.3.4. Les normes opérationnelles	21
2.3.4.1. La localisation	22
2.3.4.2. Les équipements	22
2.3.4.3. Les approbations, avis, rapports et registres	23

2.3.5. L'aspect environnemental	24
2.3.5.1. L'eau	24
2.3.5.2. L'air	26
2.3.5.3. Les déversements	27
2.3.6. L'aspect économique	28
2.3.6.1. Les redevances et les taxes	28
2.3.6.2. La mise en marché	29
2.3.6.3. Les garanties	33
2.4. La fermeture et l'abandon	34
2.4.1. La restauration	35
2.4.2. Les sites orphelins	36
3. La Population	37
3.1. Le droit à l'information	37
3.2. La consultation et la participation du public	37
3.3. Les recours	40
3.3.1. Les conflits relatifs au droit d'entrée à des fins d'exploration	41
3.3.2. Les conflits relatifs au droit d'entrée à des fins d'exploitation	42
3.3.3. Les conflits relatifs aux autorisations de développement	43
Conclusion	43

INTRODUCTION

Le développement du gaz de schiste est encore à ses débuts en Alberta. L'*Alberta Geological Survey* identifie 15 gisements qui se chevauchent du Nord-Ouest au Sud-Est, et qui s'étendent à la plus grande partie du territoire provincial. Le *Gas Technology Institute* évalue à plus de 850 Tcf les ressources provinciales de gaz de schiste en place, bien qu'il soit présentement impossible de déterminer les quantités qui peuvent être exploitées de façon rentable.¹

Le cadre législatif applicable au développement des hydrocarbures en Alberta est complexe et résulte d'une longue évolution. Les activités de développement du gaz de schiste ne sont pas assujetties à des instruments spécifiques mais sont couvertes par le régime qui s'applique généralement aux hydrocarbures. Ce cadre régit d'autres types d'activités extractives de nature similaire, comme l'exploitation du gaz sur lit de charbon qui fait appel aux mêmes moyens techniques. Le cadre législatif albertain constitue un régime mature qui offre des pistes de réflexion pour le développement du droit statutaire québécois applicable à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste.

Il n'existe pas de version française des lois et règlements de l'Alberta. Toute mention d'un instrument légal dans le texte réfère donc au titre original en anglais de cet instrument. De plus, les titres des instruments légaux ne sont pas abrégés afin de faciliter la compréhension, compte tenu du très grand nombre de loi et règlement applicables.

1. L'ADMINISTRATION PUBLIQUE

1.1. Le cadre général

1.1.1. Les aspects sectoriels

1.1.1.1. Les joueurs principaux

L'*Energy Resources Conservation Board* régule et administre le secteur de production énergétique en Alberta. Il est constitué en vertu de l'*Energy Resources Conservation Act*.² Il dispose d'importants pouvoirs qui lui permettent de réglementer et d'orienter le développement des ressources énergétiques provinciales, et les activités de développement du gaz de schiste sont placées sous sa supervision. Son financement provient en partie des fonds publics et en partie des revenus tirés de la gestion des ressources énergétiques.

L'*Energy Resources Conservation Board* partage le rôle de régulateur du secteur énergétique en Alberta avec une autre agence étatique, l'*Alberta Utilities Commission*. Cette dernière est constituée en vertu de

¹Energy Resources Conservation Board et Alberta Geological Survey, *ERCB/AGS Open File Report 2008-08 - What is Shale Gas? An Introduction to Shale-Gas Geology in Alberta* (Calgary : ERCB/AGS, 2009) p.15-16, en ligne [http://www.ags.gov.ab.ca/publications/OFR/PDF/OFR_2008_08.PDF] (1^{er} mai 2012), fournit une série d'estimations des ressources en place. Pour une carte des gisements de schiste en Alberta, voir Energy Resources Conservation Board, *ST98-2011 : Alberta's Energy Reserves 2010 and Supply/Demand Outlook 2011-2020* (Calgary : ERCB, 2011) p.5-21, en ligne [http://www.ercb.ca/docs/products/STs/st98_current.pdf] (1^{er} mai 2012).

²Voir *Energy Resources Conservation Act*, RSA 2000, c E-10, art. 16, 20, 21, 27.2, et *Oil and Gas Conservation Act*, RSA 2000, c O-6, art. 5, 7, 8, 10, 65, 66.

l'Alberta Utilities Commission Act.³ Alors que le *Board* supervise le développement et la production des ressources gazières de la province, la commission contrôle la mise en marché du gaz lors de son transport après l'extraction, de sa transformation et de sa vente au détail à des fins de consommation. Par ailleurs, 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.

Quelques autres agences administratives jouent des rôles secondaires à l'égard du développement des ressources en hydrocarbures. Un tribunal administratif, le *Surface Rights Board*, est compétent à l'égard des conflits relatifs au droit d'entrée des personnes qui mènent des activités d'exploitation des minéraux, y compris le gaz naturel et les shales, tandis que le *Provincial Exploration Review Committee*, un autre tribunal administratif, arbitre les disputes entre le secteur agricole et les personnes qui mènent des activités d'exploration.⁴

Outres les organes administratifs à vocation sectorielle, certains ministères exercent des fonctions de premier plan à l'égard du développement du gaz de schiste.⁵ Le *Ministry of Energy* gère les titres de l'État sur les ressources minérales et énergétiques, accorde les droits qui en permettent l'exploitation, et supervise l'*Energy Resources Conservation Board* et l'*Alberta Utilities Commission*. Le *Ministry of Energy* est notamment chargé de l'administration de l'*Alberta Utilities Commission Act*, de l'*Energy Resources Conservation Act*, du *Freehold Mineral Rights Tax Act*, du *Gas Resources Preservation Act*, du *Gas Utilities Act*, du *Mines and Minerals Act*, de l'*Oil and Gas Conservation Act*, et du *Pipeline Act*. Par ailleurs, le *Ministry of Environment and Sustainable Resource Development* supervise le régime de contrôle et de prévention des impacts environnementaux de l'industrie extractive, régit l'allocation des ressources hydriques, et gère la restauration des puits, installations de traitement et pipelines. Le *Ministry of Environment* est notamment chargé de l'administration de l'*Environmental Protection and Enhancement Act*, du *Climate Change and Emissions Management Act*, du *Natural Resources Conservation Board Act*, du *Public Lands Act*, du *Surface Rights Act*, et du *Water Act*.

1.1.1.2. Le cadre réglementaire

Le cadre légal qui régit les activités de développement du gaz de schiste est complexe et fragmenté en plusieurs régimes sectoriels.⁶ Parmi ceux-ci, deux lois revêtent une importance particulière. Le *Mines and Minerals Act* régule l'appropriation des droits sur les ressources en hydrocarbures, tandis que l'*Oil and Gas Conservation Act* et ses règlements régissent la plupart des activités d'exploration, d'exploitation et de fermeture des sites de production du gaz de schiste. De nombreuses autres lois, telles le *Pipeline Act*, régulent des activités sectorielles spécifiques et sont mentionnées ponctuellement au gré des sujets traités.

³*Alberta Utilities Commission Act*, SA 2007, c A-37.2, art. 2, 8.

⁴Voir *Surface Rights Act*, RSA 2000, c S-24, et *Exploration Dispute Resolution Regulation*, Alta Reg 227/2003.

⁵Voir *Designation and Transfer of Responsibility Regulation*, Alta Reg 205/201, art. 6, 8.

⁶Voir *Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, *Oil and Gas Conservation Act*, RSA 2000, c O-6, et *Pipeline Act*, RSA 2000, c P-15.

Par ailleurs, certains régimes statutaires ont un impact sur l'aspect territorial de la gestion des activités liées aux gaz de schiste.⁷ Le *Public Lands Act* contient plusieurs dispositions qui encadrent l'allocation des titres sur les terres du domaine de l'État afin de permettre le développement des hydrocarbures. Le *Land Titles Act* joue aussi un rôle à l'égard de la possession et de l'utilisation du sol. Cette loi régleme le transfert et l'enregistrement des titres de propriété et autres droits sur les terres de la province.

D'autres régimes statutaires visent les aspects du développement du gaz de schiste reliés à l'environnement et à la gestion des ressources naturelles.⁸ L'*Environmental Protection and Enhancement Act* établit le principal cadre légal de protection de l'environnement en Alberta. Les dispositions de cette loi et de ses règlements d'application jouent un rôle important à l'égard de la restauration des sites d'exploitation du gaz de schiste, des émissions de l'industrie dans l'atmosphère, et du contrôle des activités polluantes. Par ailleurs, le *Water Act* établit de cadre d'allocation des ressources hydriques par le biais d'un régime d'autorisation qui régle les prélèvements effectués à des fins de développement du gaz de schiste.

1.1.2. L'aspect territorial

L'*Alberta Land Stewardship Act*, établit un cadre légal pour la planification des usages sur le territoire de la province.⁹ Les objectifs de cette loi sont de permettre la coordination des décisions administratives à l'égard du territoire, de son peuplement, de l'environnement et des ressources naturelles, et de permettre un développement durable qui prenne en compte les effets cumulatifs des activités humaines. En vertu du *Land Stewardship Act*, le gouvernement provincial peut créer des régions pour lesquelles des plans régionaux sont établis et révisés à la suite de consultations publiques. Les plans régionaux ont force de loi et prévalent sur les règlements afférents à d'autres lois. Les municipalités locales et les autorités administratives instituées sous les lois provinciales doivent réviser leurs règlements afin de s'assurer qu'ils sont conformes aux plans régionaux.

Les plans régionaux définissent les objectifs et politiques de planification pour leurs régions respectives, de même que les actions et mesures requises pour atteindre ces objectifs et contrecarrer les effets négatifs des activités de développement. Plus particulièrement, les plans régionaux peuvent prévoir des dispositions pour l'administration et le développement des ressources naturelles. Des directives de conservation, visant la protection de l'environnement et émises à l'égard de terrains particuliers en vertu des plans régionaux, peuvent s'appliquer aux propriétaires de terrains privés et aux titulaires de droits sur les ressources naturelles qui disposent alors d'un droit à une compensation. Les plans régionaux peuvent abroger ou modifier les licences, permis ou autres autorisations accordés en vertu d'autres lois, sous réserve des droits du titulaire de l'autorisation à être consulté et compensé. Les ententes émises par le *Ministry of Energy* à l'égard des droits sur les ressources minérales et énergétiques doivent se conformer aux dispositions des plans régionaux qui limitent le développement des ressources naturelles.¹⁰ De la même façon, si les termes et conditions contenus dans une autorisation relative au

⁷Voir *Public Lands Act*, RSA 2000, c P-40, et *Land Titles Act*, RSA 2000, c L-4.

⁸Voir *Environmental Protection and Enhancement Act*, RSA 2000, c E-12, et *Water Act*, RSA 2000, c W-3.

⁹Voir *Alberta Land Stewardship Act*, SA 2009, c A-26.8, art. 1, 3-9, 11, 13, 15, 17, 20-21, 36-44.

¹⁰*Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 16. Voir aussi plus bas la partie 2.1.2. L'acquisition des titres.

droit d'entrée sur les terres à des fins d'exploration sont en conflit avec les dispositions d'un plan régional, les dispositions du plan régional prévalent.¹¹

Six plans régionaux sont actuellement en préparation mais seul le plan régional qui s'applique à la Basse Athabasca, où se situent les activités de développement des sables bitumineux, est disponible sous forme de projet.¹² Ce plan vise à créer de nouvelles aires de conservation afin de protéger 16 % du territoire de la région en plus des 6 % du territoire déjà protégé. En principe, les nouvelles activités de développement des hydrocarbures ne seront pas permises dans ces aires de conservation mais les activités existantes pourront être maintenues. En outre, le gouvernement pourra encore octroyer des titres dans ces aires de conservation en imposant des restrictions afin d'empêcher ou de restreindre l'accès à la surface des terres.

Outre l'*Alberta Land Stewardship Act*, d'autres régimes statutaires permettent d'intégrer les impacts de l'exploitation du gaz de schiste dans la planification et le développement des usages sur le territoire provincial.¹³ D'abord, un comité d'orientation, le *Crown Mineral Disposition Review Committee*, institué en vertu de l'*Environmental Protection and Enhancement Act*, révisé les transferts de droits sur les ressources minérales et énergétiques effectués par l'État afin d'identifier les impacts environnementaux potentiels et les contraintes d'usage à l'égard de tels transferts et de faire des recommandations au *Ministry of Energy*. Ce processus de révision peut résulter en des prohibitions ou restrictions d'accès en surface dans les réserves écologiques ou dans les parcs provinciaux, ou lorsque des impacts environnementaux majeurs ne peuvent être atténués. Ainsi, des restrictions à l'accès dans les aires d'habitat du caribou ou dans les aires de gestion des ressources historiques peuvent être imposées.

Ensuite, le *Natural Resources Conservation Board Act* a pour objectif de fournir un processus d'évaluation impartial à l'égard des projets qui peuvent affecter les ressources naturelles en Alberta afin de déterminer si ces projets sont dans l'intérêt public compte tenu de leurs effets sociaux, économiques et environnementaux.¹⁴ Le *Natural Resources Conservation Board*, établi sous cette Loi, dispose du pouvoir d'évaluer certains projets de développement des ressources naturelles et de les autoriser à la suite d'un processus d'audience, à défaut de quoi ces projets ne peuvent procéder. Cependant, l'effet de ce régime d'autorisation relativement au gaz de schiste est moins important qu'il pourrait l'être compte

¹¹*Public Lands Act*, RSA 2000, c P-40, art. 20(3). À l'égard du droit d'entrée sur des terres par rapport aux activités d'exploration, voir plus bas la partie 2.2.2. Le droit d'entrée.

¹²Voir Government of Alberta – Land Use Framework, en ligne [<https://landuse.alberta.ca/RegionalPlans/Pages/default.aspx>] (1^{er} mai 2012), et GOVERNMENT OF ALBERTA, *Draft Lower Athabasca Regional Plan 2011 – 2021*, p.29, 43-44, en ligne [https://landuse.alberta.ca/Documents/LARP_Draft_Lower_Athabasca_Regional_Plan-2011-08.pdf] (1^{er} mai 2012).

¹³ À ce sujet, voir notamment Monique ROSS, *Legal and Institutional Responses to Conflicts Involving the Oil and Gas and Forestry Sectors*, Canadian Institute of Resources Law, Occasional Paper N°10, janvier 2002, en ligne [<http://dspace.ucalgary.ca/bitstream/1880/47199/1/OP10Conflicts.pdf>] (1^{er} mai 2012). Voir aussi *Environmental Protection and Enhancement Act*, RSA 2000, c E-12, art. 10(2), *Historical Resources Act*, RSA 2000, c H-9, et *Wildlife Act*, RSA 2000, c W-10. À l'égard des réserves écologiques, voir *Wilderness Areas, Ecological Reserves, Natural Areas and Heritage Rangelands Act*, RSA 2000, c W-9, art. 6. À l'égard des parcs provinciaux, voir *Provincial Parks Act*, RSA 2000, c P-35.

¹⁴*Natural Resources Conservation Board Act*, RSA 2000, c N-3, art. 2.

tenu que le *Natural Resources Conservation Board* n'a pas compétence à l'égard du développement des hydrocarbures mais seulement à l'égard des projets de développement des minerais métalliques, des activités forestières et des prélèvements en eau. L'effet de ce régime à l'égard du gaz de schiste est donc indirect mais peut exercer une influence sur l'utilisation de ressources telles que l'eau par l'industrie extractive.

1.2. Les orientations gouvernementales

Le régime albertain d'allocation des titres sur les ressources énergétiques a subi une longue évolution et de nombreuses réformes.¹⁵ Néanmoins, 3 principes cardinaux sont restés constants au cours de ce processus :

- a. L'obtention de titres sur les ressources énergétiques n'est pas nécessaire afin de procéder à des activités d'exploration autres que le forage de puits. Ainsi, les travaux géophysiques, y compris le forage de trous d'exploration, peuvent viser tous minéraux et hydrocarbures, que l'État en ait attribué ou non les droits, sous réserve de la permission d'accès du propriétaire ou de l'occupant de la surface du sol;
- b. Lorsque des ressources sont découvertes, il n'existe aucune obligation de développer ces ressources;
- c. Les titres sont accordés au-delà du terme initialement prévu tant qu'ils portent sur des ressources capables de soutenir une capacité de production suffisante pour générer des redevances. Les titres sont prolongés, bien que les puits ne produisent pas en raison de la conjoncture économique et du prix des ressources sur le marché, dans la mesure où des réserves de production raisonnables peuvent être démontrées.

Ces principes généraux sont complétés par une politique énergétique provinciale en vigueur depuis 2008, la *Provincial Energy Strategy*.¹⁶ Cette politique met l'accent sur la production d'énergie fossile pour les 30 prochaines années. Elle reconnaît que la production conventionnelle de gaz naturel a déjà connu son pic dans la province mais considère que l'exploitation non-conventionnelle pourrait générer un volume de production gazière gigantesque. Le potentiel de développement du gaz de schiste est considéré très élevé, et il est estimé que les ressources non-conventionnelles feront l'objet de 80 % des nouveaux forages et généreront 50 % de la production gazière au Canada en 2025. Afin d'optimiser la productivité des gisements albertain, le gouvernement provincial vise à s'associer à l'industrie pour fournir des données et connaissances favorisant l'exploitation, à faciliter l'accès aux ressources malgré l'augmentation de la densité de la population, et à développer des structures de redevances encourageant l'extraction des ressources marginales.

¹⁵ Gouvernement of Alberta – Energy, *Alberta's Oil and Gas Tenure*, 2009, p.2.

¹⁶ Voir Gouvernement of Alberta, *Launching Alberta's Energy Future - Provincial Energy Strategy*, 11 décembre 2008, en ligne [http://www.energy.gov.ab.ca/Org/pdfs/AB_ProvincialEnergyStrategy.pdf] (1^{er} mai 2012).

2. L'INDUSTRIE

La partie 2 expose le régime juridique qui encadre le développement du gaz de schiste en Alberta. Tel que détaillé plus bas, les droits sur les ressources en hydrocarbures sont généralement accordés en vertu du *Mines and Minerals Act* (2.1). Cependant, le *Mines and Minerals Act* ne détermine pas comment l'exploration et l'exploitation de ces ressources doit se faire. C'est plutôt l'*Oil and Gas Conservation Act* et ses règlements qui établissent les autorisations à obtenir et les règles à suivre pour toutes les activités d'exploration (2.2) et d'exploitation (2.3) du gaz naturel. Finalement, le régime de l'*Environmental Protection and Enhancement Act* complète le cadre juridique établi par l'*Oil and Gas Conservation Act* à propos de la fermeture et de l'abandon des sites de production de gaz de schiste (2.4).

2.1. L'appropriation des droits sur la ressource

Le *Mines and Minerals Act* régit l'appropriation des droits sur les gaz de schiste en Alberta.¹⁷ Cette loi établit les principaux jalons du régime d'allocation des droits sur les ressources en sous-sol. La présente partie détaille son régime de même que l'impact d'autres instruments législatifs secondaires afin de déterminer quels sont les titres de l'État sur les gaz de schiste et comment les droits sur la ressource sont accordés.

2.1.1. Les titres de l'État

Les titres de l'État sur les gaz de schiste ne sont pas expressément accordés ou confirmés par la loi provinciale. Le titre de propriété de l'État provincial sur les terres publiques est confirmé par le *Public Lands Act*, mais l'effet de cette loi ne s'étend pas aux minéraux et aux hydrocarbures puisque la définition de terres publiques exclut les minéraux.¹⁸ Cette exclusion reflète le fait qu'en Alberta, les droits sur la surface du sol et les droits sur les minéraux appartiennent souvent à des personnes différentes.

La possession des titres sur les minéraux par l'État albertain est confirmée depuis moins d'un siècle.¹⁹ Lors de la création de l'Alberta en 1905, la province n'était pas propriétaire des ressources sur son territoire, la Couronne fédérale restait titulaire des droits sur les ressources du sous-sol albertain. Le transfert des titres et autres droits sur les ressources minérales de la Couronne fédérale à la province s'effectue en 1930 par le biais de l'*Alberta Natural Resources Act*.

Aujourd'hui, les titres de la province sur la plus grande partie du territoire albertain accordent à la Couronne provinciale les droits sur la majorité des ressources en minéraux et hydrocarbures. Ainsi, les droits portant sur les ressources dans 81 % des 66 millions d'hectares du territoire provincial appartiennent à l'Alberta.

The remaining 19 percent of the mineral rights in the province are held by the federal Crown within national parks and Indian reserves, by the successors in title to the Hudson's Bay Company, by the national railway companies and by the descendants of original

¹⁷ *Public Lands Act*, RSA 2000, c P-40, et *Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17.

¹⁸ *Public Lands Act*, RSA 2000, c P-40, art. 1(k), 2.1.

¹⁹ Voir *Alberta Act*, S.C. 1905, c 3, art. 21, et *Alberta Natural Resources Act*, SC 1930, c 3, art. 1-5.

homesteaders through rights granted by the federal Crown before 1887. These rights are referred to in the legislation [...] as “freehold rights”²⁰.

Par ailleurs, la jurisprudence joue un rôle significatif à l'égard des titres sur les ressources du sous-sol albertain. En effet, une décision du Conseil privé de Londres rendue en 1953 semble avoir incorporé la règle du captage (*rule of capture*) en droit canadien.²¹ Cette règle veut que 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. Selon cette règle, 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 le terrain mais aussi sous des terrains avoisinants.

2.1.2. L'acquisition des titres

Le *Mines and Minerals Act* prévoit qu'aucun transfert de droits sur des minéraux appartenant à la province, y compris le gaz naturel et le shale, ne peut être effectué à moins d'être spécifiquement autorisé par cette loi ou une autre loi.²² Néanmoins, en vertu de la loi cadre qui régit l'exercice des droits de propriété dans la province, soit le *Law of Property Act*, les gisements de shale sont des minéraux que la personne qui possède ou qui dispose de droits sur la surface du sol peut excaver ou autrement altérer au cours d'activités d'aménagement de la surface du sol, telle la construction d'un immeuble ou d'un puits d'alimentation en eau, sans être propriétaire des gisements de shale.²³

Dans ce contexte, les droits de la province sur les minéraux, y compris le gaz naturel et les gisements de shale, sont accordés en vertu du *Mines and Minerals Act* par le biais d'ententes que le *Ministry of Energy* peut décider d'émettre selon un pouvoir discrétionnaire, soit directement à la suite d'une application qu'il reçoit, soit à la suite d'un processus d'offre publique selon les modalités établies par le *Ministry*, ou soit à la suite de tout autre procédure que le *Ministry* peut juger appropriée.²⁴ Les transferts de droits sur des minéraux de la province à des tiers sont faits sous toute réserve requise pour assurer les droits de la Couronne provinciale. De plus, les garanties financières portant sur les droits et intérêts contenus dans une entente et accordées par le titulaire de l'entente afin de sécuriser des prêts ou emprunts, ne peuvent affecter les droits et les pouvoirs dont dispose la Couronne provinciale à l'égard de la propriété des minéraux, ou de l'entente en vertu du *Mines and Minerals Act* et de ses règlements d'application.

²⁰Government of Alberta, *Alberta Oil and Gas Tenure*, 2009, en ligne [http://www.energy.alberta.ca/Tenure/pdfs/tenure_brochure.pdf] (1^{er} mai 2012). Encana Corp dispose de la grande majorité des droits en tenure franche (*freehold*).

²¹*Borysc. Canadian Pacific Railway Company and Imperial Oil Limited*, [1953] 2 DLR 65 (Comité judiciaire du Conseil privé), p. 67-68. Cette décision a été examinée récemment par la Cour suprême dans *Anderson c. Amoco Canada Oil and Gas* [2004] 3 RCS 3. Notons que cette règle est liée à la notion de « profit-à-prendre » mentionnée en *supra* note 26.

²²*Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 1, 11, et en particulier, les définitions de « *disposition* », « *estate in a mineral* », et « *mineral* » à l'article 1. La définition de « *mineral* » inclut le gaz naturel et le shale. Voir aussi *Public Lands Act*, RSA 2000, c P-40, art. 1(k), 35.

²³*Law of Property Act*, RSA 2000, art. 56.

²⁴Voir *Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 16, 18, 19, 44, 94-100.

2.1.2.1. L'appel d'offres public

Le processus relatif aux appels d'offres publics sur les droits minéraux appartenant à la province n'est pas détaillé par le cadre législatif.²⁵ Le processus d'offre à l'égard d'un lot commence par la présentation d'une demande d'une personne enregistrée au *Electronic Transfer System* qu'un lot soit soumis aux enchères. Le *Ministry of Energy* peut alors émettre un avis d'offre public sur un ou plusieurs lots visés par des demandes, et les droits sur les lots sont accordés à la personne ayant fait l'offre la plus élevée. Chaque année, le *Ministry of Energy* tient en moyenne 24 enchères et octroie entre 6 000 et 9 000 nouvelles ententes portant sur des hydrocarbures. En 2011, les revenus tirés de la vente par appels d'offres publics se sont élevés à 3 536 327 739 \$.

2.1.2.2. Les principaux titres

Une entente accordant des droits à l'égard du gaz naturel confère le droit exclusif de forer afin d'extraire le gaz naturel du lot sur lequel porte l'entente, et le droit de procéder à l'enlèvement du gaz naturel de ce lot.²⁶ Un lot est l'espace souterrain qui se trouve sous la surface du sol décrite dans une entente, et à l'égard duquel des droits sont accordés par l'entente. Les ententes portant sur les droits relatifs aux gaz naturel sont définies comme des baux ou des licences de gaz naturel, et le titulaire d'une telle entente est identifié comme un locataire. Les modalités relatives à l'émission, au contenu et à la gestion des ententes, qu'il s'agisse d'un bail ou d'une licence, sont principalement déterminées par le *Mines and Minerals Act* de même que ses règlements d'application, dont notamment le *Petroleum and Natural Gas Tenure Regulation*. 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, sujet à un minimum de 50 \$.

- **Bail** :²⁷ en principe, la durée d'un bail est de 5 ans. Cependant, cette durée peut être prolongée à la suite d'une application faite par le titulaire du bail auprès du *Ministry of Energy*, notamment

²⁵Voir Government of Alberta – Energy, en ligne [<http://www.energy.alberta.ca/Tenure/1096.asp>] (1^{er} mai 2012), Government of Alberta – Energy, en ligne [<http://www.energy.alberta.ca/Tenure/1314.asp>] (1^{er} mai 2012), Government of Alberta – Energy, en ligne [<http://www.energy.alberta.ca/Tenure/863.asp>] (1^{er} mai 2012), et Government of Alberta – Energy, en ligne [<http://www.energy.alberta.ca/Tenure/865.asp>] (1^{er} mai 2012).

²⁶*Petroleum and Natural Gas Tenure Regulation*, Alta Reg 263/1997, art. 4. Les droits conférés par l'article 4 ne visent pas le gaz naturel contenu dans une veine de charbon. Voir aussi *Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 20, 80-86. Pour les fins de la Partie 4 de cette Loi, partie qui porte spécifiquement sur le pétrole et le gaz naturel, la définition de la notion de « gaz naturel » est fournie par l'article 80(2) : il s'agit du produit de tout puits qui, de l'opinion du *Ministry of Energy*, produit seulement du gaz ou produit du gaz avec du pétrole dans une proportion de 1800 :1 ou plus. Notons que la notion de bail dans ce contexte n'est pas utilisée dans le sens normal du terme : les droits qu'un tel bail confère sont des « profit-à-prendre », un type de droit reconnu par le droit des biens en *Common Law*. À cet égard, voir *Bank of Montreal c. Dynex Petroleum Ltd.* (1999) 255 AR 116 (Alta CA), p.127 (confirmé pour d'autres motifs par la Cour suprême dans [2002] 1 SCR 146), de même que *Berkheiser c. Berlceiser*, [1957] 1 SCR 387, p.391-392. Des modalités procédurales relatives au processus d'octroi des ententes sont prévues par le *Mines and Minerals Administration Regulation*, Alta Reg 262/1997, art. 7(3), 17, 20(3) et schedule.

²⁷*Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 81(1). *Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 82, et *Petroleum and Natural Gas Tenure Regulation*, Alta Reg 263/1997, art. 14, 15, 16. La notion de « productif(ve) » réfère à la capacité de produire du gaz naturel en quantité payante selon l'opinion du *Ministry of Energy*. À l'égard

si : le forage d'un puits est effectué sur le lot du bail ou hors de la surface du lot mais en vue d'évaluer les ressources en gaz naturel dans le lot; une aire d'espacement chevauchant le lot sur lequel porte le bail est productive; ou si une aire d'espacement chevauchant le lot sur lequel porte le bail fait l'objet d'une entente de concertation. En somme, la durée d'un bail est prolongée si le titulaire des droits accordés par le bail procède à des activités de développement des ressources, ce qui stimule l'industrie.

- **Licence** :²⁸ la durée et les droits sur lesquels porte une licence varient. L'objectif principal d'une licence de gaz naturel est le forage d'un puits de validation à l'égard du lot sur lequel porte la licence. Un puits de validation est un puits, foré à une profondeur minimale de 150 m ou 300 m dépendant de la région dans laquelle il se trouve, et dont les résultats et données permettent de déterminer la présence ou l'absence de gaz naturel dans le lot sur lequel porte l'entente. Un puits de validation peut être foré hors du lot dans la mesure où l'aire d'espacement sur lequel il est foré est en partie comprise dans le lot sur lequel porte l'entente. À l'expiration de la durée initiale de la licence, qui varie de 2 à 5 ans selon les régions, la licence peut être reconduite pour une période au cours de laquelle l'étendue du lot est ajustée compte tenu des zones que le puits de validation a effectivement permis d'évaluer.

Le *Ministry of Energy* peut mettre fin à une entente moyennant compensation financière pour les coûts de l'achat de l'entente et les opérations menées lorsqu'il est d'opinion que le développement des ressources minérales dans le lot sur lequel porte l'entente n'est plus dans l'intérêt public.²⁹

Par ailleurs, lorsque les droits sur les minéraux appartiennent initialement à une personne privée plutôt qu'à l'État, l'acquisition de ces droits ne se fait pas en vertu du régime du *Mines and Minerals Act* mais plutôt selon les dispositions du *Land Titles Act*.³⁰ L'inscription d'un certificat en faveur de l'acquéreur au registre du *Land Titles Office* lors du transfert de droits portant sur un terrain ou sur des minéraux, est l'une des caractéristiques essentielles du régime établi par le *Land Titles Act*. En principe, ce certificat rend irréfragable le titre et les droits qu'il confère. Notons que la règle du captage motive la mise en place d'un régime qui stimule le développement du gaz naturel faisant l'objet d'un bail de la Couronne provinciale au voisinage des minéraux en tenure franche (*freehold*) exploités par un puits productif. Dans ce cas, le titulaire d'un bail de la Couronne doit forer un puits productif dans les 6 mois suivant l'émission d'un avis de déportation (*offset notice*) ou payer au *Ministry of Energy* une compensation calculée en fonction de la production du puits en tenure franche.

des aires d'espacement, voir plus bas la partie 2.1.2.3. La dimension géographique des titres. À l'égard des ententes de concertation, voir plus bas la partie 2.1.2.5. Les ententes de concertation.

²⁸ Voir *Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 82, et *Petroleum and Natural Gas Tenure Regulation*, Alta Reg 263/1997, art. 1, 2, 5-13.

²⁹ *Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 8(1)(b), et *Mineral Rights Compensation Regulation*, Alta Reg 317/2003, art. 2-4.

³⁰ *Land Titles Act*, RSA 2000, c L-4 art. 46, 62, et *Petroleum and Natural Gas Tenure Regulation*, Alta Reg 263/1997, art. 19-23. En vertu de l'article 1 du *Land Title Act*, la définition de "land" inclut les minéraux.

Finalement, le régime d'allocation des droits de la Couronne fédérale sur les minéraux situés en Alberta est établi par le *Public Lands Oil and Gas Regulations*.³¹ En vertu de ce régime, le *Minister of Energy, Mines and Resources* peut octroyer des baux qui confèrent le droit exclusif d'explorer et d'exploiter les gaz de schiste dans le domaine public fédéral.

2.1.2.3. La dimension géographique des titres

La dimension spatiale des titres touche à l'étendue horizontale et à la profondeur des droits sur les ressources.

L'aire d'espacement (*spacing area*) est une notion cardinale à l'égard de l'étendue horizontale des titres.³² Une aire d'espacement est l'aire qu'un puits peut exploiter. Les aires d'espacement permettent notamment de déterminer si un puits est foré dans sa zone cible en sous-sol, à défaut de quoi des pénalités monétaires s'appliquent. Les aires d'espacement sont généralement définies par l'*Oil and Gas Conservation Regulations* à partir d'une grille de référence géographique qui couvre le territoire de la province, et elles correspondent généralement à une section de cette grille pour les puits de gaz naturel.

En principe, les aires d'espacement mesurent 256 hectares. Cependant, les exceptions sont nombreuses, et la capacité technique de procéder à l'extraction optimale des ressources joue un rôle important à l'égard des variations de l'étendue des aires d'espacement :

Optimal well spacing is required to efficiently develop unconventional gas; it affects conservation, equity, and efficient and orderly development. Neither operators nor regulators know currently how to determine optimal well spacing. It is linked to fracture stimulation effectiveness, as it is believed there is minimal production from reservoir outside of the fracture zone of influence. In turn, fracture effectiveness is related to various geotechnical and shale characteristics that vary from one play to another, and possibly within a play itself. Unconventional gas development in every jurisdiction appears to be proceeding at well densities greater than the Alberta standard...³³.

Les difficultés liées à l'identification d'une aire d'espacement optimale ont entraîné une réforme du cadre réglementaire en Alberta. Alors que le nombre de puits de gaz sur une aire d'espacement était limité à 2 avant 2011, ce nombre est désormais illimité, ce qui permet à l'industrie de s'adapter aux conditions locales et aux avancées technologiques afin d'optimiser l'extraction tout en évitant les

³¹*Public Lands Oil and Gas Regulations*, CRC, c 1326.

³²Voir *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 4.030, 4.060. L'*Oil and Gas Conservation Act*, RSA 2000, c O-6, art. 10(1)(h), donne à l'*Energy Resources Conservation Board* le pouvoir de faire des règlements pour prescrire les aires d'espacement. L'*Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 1.020(3), 4.010, définit les aires d'espacement et le *Mines and Minerals Administration Regulation*, Alta Reg 262/1997, art. 28, définit les sections. Voir *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 4.040, et Energy Resources Conservation Board, *Directive 065 – Resources Applications for Oil and Gas Reservoirs*, version révisée du 14 mars 2012, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive065.pdf>] (1^{er} mai 2012) p. 7-1 et ss, à l'égard des aires d'espacement spéciales. Par ailleurs, des aires d'espacement de la Couronne sont définies sous le *Petroleum and Natural Gas Tenure Regulation* lorsque la Couronne provinciale est propriétaire de la majorité des ressources dans un lot : *Petroleum and Natural Gas Tenure Regulation*, Alta Reg 263/1997, art. 3.

³³Energy Resources Conservation Board, *Report 2011-A: Unconventional Gas Regulatory Framework—Jurisdictional Review*, 28 janvier 2011, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/Documents/reports/r2011-A.pdf>] (1^{er} mai 2012) p. 9.

contraintes liées au processus administratif requérant l'approbation d'une demande d'aire d'espacement spéciale.³⁴

L'étendue verticale des droits conférés au titulaire d'une entente peut aussi varier au cours de la durée de l'entente.³⁵ Lorsqu'un bail ou une licence est reconduit au-delà de sa durée initiale, les droits portant sur les couches géologiques non-productives les moins profondes (*shallow non-productive rights*) peuvent être exclus du bail ou de la licence par le *Ministry of Energy*, auquel cas ces droits retournent à l'État. D'une façon similaire, les droits qui sont accordés par un bail et qui portent sur les couches géologiques plus profondes que celles qui sont effectivement forées par un puits, ou les droits qui portent sur les couches géologiques capables de produire du gaz naturel mais non-exploitées, reviennent à l'État à la fin de la durée initiale d'un bail à moins d'une approbation particulière de la part du *Ministry of Energy*. Les couches géologiques situées sous le point le plus profond atteint par un puits de validation peuvent aussi être exclues de l'emprise d'une licence, et le nombre de sections de terrain comprises dans le lot sur laquelle porte la licence augmente en fonction de la profondeur du puits de validation.

En pratique, ce type de dispositions peut accélérer le développement des ressources en récompensant les opérateurs qui procèdent aux forages les plus difficiles (les plus profonds), et en rendant possible l'exploitation de couches géologiques superposées par différents opérateurs. Une telle interprétation est confirmée par le régime de redevances détaillé plus bas, qui accorde des crédits ou exemptions pour les forages les plus profonds et *a priori* les moins rentables.³⁶

2.1.2.4. Les titres secondaires

Personne ne peut exploiter un minéral ou injecter une substance dans un réservoir souterrain qui est la propriété de la Couronne provinciale à moins d'y être autorisé en vertu du *Mines and Minerals Act* ou par une entente.³⁷

Lorsque la Couronne provinciale ou une personne dispose des droits sur les hydrocarbures dans un terrain, la Couronne ou cette personne dispose aussi des droits d'injection et de stockage à l'égard de toute formation souterraine dans ce terrain. Lorsque la Couronne dispose des droits d'injection et de stockage à l'égard des formations souterraines dans un terrain, une personne ne peut obtenir ces droits que par le biais d'une entente avec le gouvernement albertain, d'une entente de concertation, ou d'une approbation du *Energy Resources Conservation Board* qui octroie explicitement ces droits.

Par ailleurs, des dispositions particulières du *Mines and Minerals Act* prévoient que les titulaires de droits sur les minéraux et les formations souterraines à des fins d'injection et de stockage ont la capacité d'exercer leurs droits malgré l'existence de droits concurrents sur d'autres minéraux ou formations

³⁴Voir *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 4.021(1)(a)(i), et *Energy Resources Conservation Board*, *Bulletin 2011-29 : Changes to the Province-Wide Framework for Well Spacing for Conventional and Unconventional Oil and Gas Reservoirs*, 6 novembre 2011, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/bulletins/Bulletin-2011-29.pdf>] (1^{er} mai 2012).

³⁵Voir *Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 82.1, et *Petroleum and Natural Gas Tenure Regulation*, Alta Reg 263/1997, art. 11, 14(4), 14(6)(d), 15(2), 17, 18 et schedule 2.

³⁶À l'égard des redevances, voir plus bas la partie 2.3.6.1. Les redevances et les taxes.

³⁷Voir *Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 54, 56-59.

souterraines dans les mêmes couches géologiques. De façon particulièrement pertinente à l'égard des forages directionnels utilisés lors du développement du gaz de schiste, le *Mines and Minerals Act* prévoit que le titulaire d'une licence obtenue en vertu de l'*Oil and Gas Conservation Act* peut forer un puits hors de la zone sur laquelle porte ses droits, et à travers des minéraux ou formations géologiques sur lesquels il ne dispose pas de droits, afin d'atteindre et d'exploiter les minéraux sur lesquels portent ses droits.

2.1.2.5. Les ententes de concertation

Le *Ministry of Energy* peut conclure une entente de concertation (*unit agreement*) qui prévoit la combinaison des droits portant sur les minéraux contenus dans un réservoir souterrain afin de faciliter la coordination des opérations d'extraction des minéraux et l'utilisation du réservoir souterrain pour le stockage de substances minérales fluides ou le recouvrement des fluides stockés.³⁸ L'*Energy and Resources Conservation Board* dispose de pouvoirs qui lui permettent aussi de privilégier la mise en commun des gisements, des aires d'espacement et des espaces de production dans certains cas afin de favoriser une exploitation efficace des ressources. Ce type d'entente et de mise en commun peut favoriser l'exploitation optimale d'un gisement en évitant la compétition provoquée par la règle du captage entre les différents titulaires de droits sur la ressource, et en rendant possible la coordination des opérations d'extraction.

2.2. L'exploration

Selon le *Mines and Minerals Act*, la notion d'exploration couvre, à l'égard des gaz naturels ou des réservoirs souterrains, toute opération sur ou par-dessus le sol ou l'eau afin de déterminer les conditions géologiques sous la surface du sol ou de l'eau, et toute activité préparatoire ou reliée à ces opérations lorsqu'elle peut causer des perturbations de surface.³⁹ Le *Public Lands Act* et le *Mines and Minerals Act* accordent au gouvernement albertain le pouvoir de réglementer l'utilisation des terres publiques pour mener les activités d'exploration définies par le *Mines and Minerals Act*, de même que le pouvoir de réglementer la conduite de ces activités d'exploration. Dans ce contexte statutaire, les principaux instruments qui participent à la réglementation des activités d'exploration, outre le *Mines and Minerals Act*, sont l'*Exploration Regulation* et l'*Exploration Dispute Resolution Regulation* de même que 26 directives administratives incorporées à l'*Exploration Regulation* par renvoi. L'obtention de titres sur les gaz de schiste conformément à la partie précédente de ce texte n'est pas nécessaire afin de procéder à des activités d'exploration.

³⁸ *Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 102, 104, et *Oil and Gas Conservation Act*, RSA 2000, c O-6, art. 78-90. La préoccupation du législateur d'assurer l'extraction la plus efficace des ressources est particulièrement évidente à la lumière des dispositions réglementaires qui permettent à l'*Energy Resources Conservation Board* d'imposer des volumes de production : voir *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 10.010-10.330.

³⁹ *Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 106-113, *Exploration Regulation*, Alta Reg 284/2006, *Exploration Dispute Resolution Regulation*, Alta Reg 227/2003, et *Public Lands Act*, RSA 2000, c P-40, art. 9(a). Selon le *Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 108, 108.1, le *Ministry of Energy* dispose de vastes pouvoirs pour réglementer tous les aspects des activités d'exploitation, y compris par le biais de codes de conduite, de directives, de guides administratifs et de standards qui peuvent être incorporés aux dispositions réglementaire par référence. À l'égard de l'incorporation des directives dans les règlements, voir *Exploration Regulation*, Alta Reg 284/2006, art. 2-4, schedule 1.

2.2.1. Les autorisations administratives

En vertu du *Mines and Minerals Act*, une personne doit être titulaire d'une licence d'exploration et d'un programme d'exploration pour procéder à des activités d'exploration.⁴⁰ De plus, une approbation d'exploration visant un territoire particulier est nécessaire pour permettre au titulaire d'une licence et d'un programme d'exploration de procéder à des activités d'exploration sur ce territoire. Une personne doit aussi être titulaire d'un permis d'exploration pour opérer des équipements d'exploration. Notons que celui qui mène des activités d'exploration autorisées en vertu du *Mines and Minerals Act* et de l'*Exploration Regulation* est exempté de l'obligation de produire un avis sous l'*Environmental Protection and Enhancement Act*.

La demande pour l'octroi d'un permis ou d'une licence d'exploration doit être conforme aux dispositions des directives administratives appropriées, et être accompagnée d'un paiement de 100 \$ pour frais d'application de même que d'un dépôt de 10 000 \$ pour une demande de licence et de 5 000 \$ pour une demande de permis. De façon similaire, la demande pour l'octroi d'une approbation d'exploration doit être conforme aux dispositions des directives administratives appropriées et être accompagnée d'un paiement de 350 \$ pour frais d'application, d'un plan préliminaire d'exploration, de même que d'une garantie financière déterminée par le *Ministry of Energy*. Le *Ministry of Energy* peut refuser d'octroyer une licence ou un permis d'exploration pour toute raison qu'il juge appropriée, peut assortir une licence ou un permis d'exploration de conditions, et peut exempter de l'obligation de détenir un programme d'exploration. Le dépôt lié au permis ou à la licence, de même que la garantie financière liée à l'approbation d'exploration, peuvent être utilisés par le *Ministry* pour remédier à tout défaut de se conformer aux dispositions et conditions applicables, y compris pour réparer des dommages subis par les terres du domaine public lors de l'exploration.

2.2.2. Le droit d'entrée

L'*Exploration Regulation* prévoit les cas dans lesquels un consentement doit être obtenu avant l'entrée sur des terres aux fins d'activités d'exploration.⁴¹ En vertu de ce règlement, personne ne peut conduire des activités d'exploration sur un terrain privé ou sur les terres de la Couronne fédérale à moins d'avoir obtenu le consentement du propriétaire du terrain ou de l'autorité fédérale appropriée. De plus, lorsqu'une autorité provinciale autre que le *Ministry of Environment* est responsable de l'administration

⁴⁰ De façon générale à l'égard des autorisations administratives, voir *Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 107, 109, 110, *Exploration Regulation*, Alta Reg 284/2006, art. 7, 16, 17, 19, 20, 23-29, 32, 65, 66, *Environmental Protection and Enhancement Act*, RSA 2000, c E-12, art. 87, 88, *Activities Designation Regulation*, Alta Reg 276/2003, art. 4(a.1), 5(3), schedule 3.

⁴¹ Voir *Exploration Regulation*, Alta Reg 284/2006, art. 8-10. De plus, *Exploration Regulation*, Alta Reg 284/2006, art. 8(2), restreint d'avantage les cas où il est possible d'entrer pour explorer une terre sans consentement. Notons que l'approbation mentionnée dans *Public Lands Act*, RSA 2000, c P-40, art. 20, relativement à l'exploration des ressources naturelles, n'est probablement pas pertinente à l'égard du gaz de schiste compte tenu de l'ensemble des dispositions applicables. De façon générale à l'égard du droit d'entrée en matière d'exploration, voir aussi *Public Lands Act*, RSA 2000, c P-40, art. 1, 2, 5, 20, *Public Lands Administration Regulation*, Alta Reg 187/2011, art. 36, *Exploration Dispute Resolution Regulation*, Alta Reg 227/2003, art. 1, 4. À l'égard du processus de résolution des conflits portant sur le droit d'entrée à des fins d'exploration, voir plus bas la partie 3.3.1. Les conflits relatifs au droit d'entrée à des fins d'exploration.

d'un terrain, que ce soit sur des terres du domaine public ou non, le consentement de cette autorité provinciale doit être obtenu pour effectuer des activités d'exploration. De la même façon, un consentement est requis quand les terres visées par les activités d'exploration font partie de certains périmètres municipaux. Finalement, lorsque des terres du domaine public provincial sont déjà occupées légalement, que ce soit en vertu d'un bail agricole ou non, ou lorsque des droits d'exploration ou d'exploitation à l'égard d'hydrocarbures ou de minéraux métalliques ont été antérieurement accordés, le consentement de l'occupant ou du titulaire des droits est aussi requis.

En somme, le droit d'entrée pour mener des activités d'exploration existe *de plano*, sans que ne soit requis le consentement d'un tiers, uniquement dans le cas de terres inoccupées du domaine public qui sont administrées par le *Ministry of Environment*. Cependant, même dans ce cas, une autorisation du Directeur nommé en vertu du *Public Lands Act* doit être obtenue si la personne qui désire mener des activités d'exploration sur les terres inoccupées du domaine public provincial entend, pour ce faire, procéder à l'ouverture d'une route sur les terres publiques ou à toute autre activité requise afin d'explorer mais non-couverte par la définition d'exploration.

Par ailleurs, l'*Exploration Dispute Resolution Regulation* prévoit des mécanismes de résolution de certains conflits à l'égard du droit d'entrée sur les terres du domaine de l'État. En vertu de ce règlement, lorsque le *Ministry of Energy* émet une approbation d'exploration qui porte en tout ou en partie sur un territoire du domaine public faisant l'objet d'un bail agricole à des fins de culture ou de pâturage, le titulaire de l'approbation doit, au moins 5 jours avant de commencer les activités d'exploration approuvées, fournir une copie de l'approbation au titulaire du bail agricole.⁴² Le titulaire d'une approbation d'exploration ne peut entrer sur les terres faisant l'objet d'un bail agricole, à moins d'un consentement écrit à cet effet de la part du titulaire du bail agricole ou d'une ordonnance permettant l'entrée de la part du *Surface Rights Board*.

2.2.3. Les normes opérationnelles

Les directives administratives incorporées à l'*Exploration Regulation* indiquent les seuls équipements, produits et procédures qui peuvent être utilisés ou suivies par le titulaire d'un permis ou d'une licence.⁴³

⁴²À l'égard des baux agricoles, voir *Public Lands Administration Regulation*, Alta Reg 187/2011, art. 59-90.

⁴³Voir *Exploration Regulation*, Alta Reg 284/2006, art. 11, 42-44, 47-53, 56, 57, *Pipeline Regulation*, Alta Reg 91/2005, art. 58-67, Sustainable Resource Development - Lands Division, *Directive ED2006-20 : Permanent Abandonment of ShotHoles and Test Holes*, en ligne [<http://srd.alberta.ca/FormsOnlineServices/Directives/documents/PermAbandonmentShotHolesTestHoles-ED2006-20-Feb28-2012.pdf>] (1^{er} mai 2012), Sustainable Resource Development - Lands Division, *Directive ED2006-19 : Temporary Abandonment of Shot Holes and Test Holes*, en ligne [<http://srd.alberta.ca/FormsOnlineServices/Directives/documents/TemporaryAbandonmentShotTestHoles-ED2006-19-Feb28-2012.pdf>] (1^{er} mai 2012), Sustainable Resource Development - Lands Division, *Directive ED2006-02 : Restricted Exploration Areas*, en ligne [<http://www.srd.alberta.ca/formsonlineservices/directives/documents/ED2006-02-RestrictedExplorationAreasNov2006.pdf>] (1^{er} mai 2012), Sustainable Resource Development - Lands Division, *Directive 2006-15 : Distance Requirements*, en ligne [<http://www.srd.alberta.ca/formsonlineservices/directives/documents/ED2006-15-DistanceRequirements-Sep1-2010.pdf>] (1^{er} mai 2012), et Government of Alberta – Environment and Sustainable Resource Development, *Exploration Restricted Areas*, en ligne

La profondeur des trous d'exploration et la puissance des charges explosives utilisées à des fins d'exploration sont limités par des seuils maximaux. Des restrictions et interdictions s'appliquent aux opérations d'exploration dans des aires désignées sur le territoire provincial. Des distances d'éloignement entre certaines activités d'exploration et des structures ou lieux particuliers doivent aussi être respectées.

Structure	Distance (m)/Source d'énergie	
	Non explosive	Explosive
Résidence, grange, structure d'irrigation, canalisations d'eau bétonnées	50	180 < x < 200*
Avec l'accord du propriétaire	50	64 < x < 156*
Ouvrage de prélèvement, recharge ou surveillance des eaux souterraines	100	180 < x < 200*
Lignes de communication et câbles électriques	2	2
Pipeline sous haute pression	15	32 < x < 100*
Barrage haut de plus de 2,5 m ou de plus de 30 000 m ³ de capacité	50	180
Cimetière	50	100
Installation septique	15	15

* Varie en fonction de la puissance de la charge utilisée

Des dispositions spécifiques visent la protection des sources d'eau.⁴⁴ Lorsque les titulaires de permis et de licence forent des trous permettant l'insertion de charges explosives pour mener des activités d'exploration géophysique (*shotholes*) dans des eaux de surface, les standards opérationnels prévus par les directives administratives applicables doivent être respectés. Les titulaires de permis et de licences d'exploration doivent s'assurer que le forage de puits d'exploration n'est pas effectué en utilisant des substances et fluides polluants, n'est pas localisé dans un lieu où l'eau de surface s'est temporairement accumulée, et ne permet pas la circulation de l'eau de surface vers l'eau souterraine ou vice versa. Si de l'eau souterraine est libérée par le forage ou la détonation d'un trou d'exploration, le forage d'autres trous d'exploration doit être stoppé et l'eau résurgente doit être confinée aux strates souterraines. À défaut, un programme de gestion de cette eau doit être mis sur pied avec l'accord du propriétaire de la terre à moins qu'un puits conforme à la réglementation soit installé pour contenir la résurgence. Si des activités effectuées lors d'un programme d'exploration résultent en des dommages à un aquifère ou en l'altération du débit dans un aquifère, le titulaire d'un permis ou d'une licence peut être soumis à une

[<http://www.srd.alberta.ca/LandsForests/IndustrialActivity/SeismicExploration/ExplorationRestrictedAreas/Default.aspx>] (1^{er} mai 2012).

⁴⁴Voir *Exploration Regulation*, Alta Reg 284/2006, art. 45, 46, *Water Act*, RSA 2000, c W-3, art. 36, et *Water (Ministerial) Regulation*, Alta Reg 205/1998, art. 2(1), et item 2(j) de schedule 1. Une directive à ce sujet, la *Directive ED2006-16 : Surface Water and Aquifers*, est en voie de développement : Government of Alberta – Environment and Sustainable Resource Development, en ligne [<http://www.srd.alberta.ca/LandsForests/IndustrialActivity/SeismicExploration/ExplorationDirectives.aspx>] (1^{er} mai 2012).

ordonnance du *Ministry of Energy* lui imposant de mener les actions appropriées. Finalement, le *Water Act* et un de ses règlements d'application, le *Water (Ministerial) Regulation*, requièrent qu'une approbation du *Ministry of Environment* soit octroyée à la personne qui fore des trous d'exploration dans un cours d'eau, un milieu humide ou un lac.

Des normes particulières s'appliquent aussi lorsque le forage ou la détonation d'un trou d'exploration provoque une résurgence de gaz, auquel cas le gaz doit être confiné à sa formation souterraine d'origine, et lorsque le forage ou la détonation d'un trou d'exploration provoque l'affaissement d'un terrain, auquel cas le terrain affaissé doit être comblé et des mesures doivent être prises pour prévenir des affaissements ultérieurs. Certaines précautions doivent être prises lors du forage et de la détonation de trous d'exploration dans le voisinage de pipeline. Les débris et déchets résultant des activités d'exploration doivent être éliminés conformément aux critères applicables, tandis que la coupe des végétaux et l'altération de la surface du sol doivent être faites de façon à éviter l'érosion. L'abandon temporaire ou permanent d'un trou de forage doit être effectué selon les normes décrites dans les directives administratives applicables.

2.3. L'exploitation

L'exploitation du gaz de schiste est principalement régie par l'*Oil and Gas Conservation Act* et un de ses règlements d'application, l'*Oil and Gas Conservation Regulations*.⁴⁵ L'objet de l'*Oil and Gas Conservation Act* est de préserver les ressources en hydrocarbures et d'assurer leur développement ordonné, économique, et efficace dans l'intérêt public. Par ailleurs, plusieurs directives administratives émises par l'*Energy Resources Conservation Board* détaillent et complètent le régime législatif.

Sous ce régime, la notion de gaz couvre notamment le gaz brute, et tous les constituants du gaz brute qui sont à l'état gazeux lorsque leur volume est estimé ou mesuré.⁴⁶ La notion de gaz brute inclut les mixtures contenant du méthane, des hydrocarbures paraffiniques, de l'azote, du dioxyde de carbone, du sulfure d'hydrogène, de l'hélium, des impuretés mineures, et qui sont extractibles d'un réservoir souterrain par un puits. L'*Oil and Gas Conservation Regulations* définit le shale comme une unité lithostratigraphique dont le poids en matière organique est inférieur à 50 %, et où moins de 10 % des grains de claste ont une taille supérieure à 62,5 micromètres et plus de 10 % des grains de claste ont une taille inférieure à 4 micromètres.⁴⁷ Un bulletin d'information de l'*Energy Resources Conservation Board* identifie les formations géologiques à partir desquelles la production de gaz est considérée comme une production de gaz de schiste.

⁴⁵ De façon générale, voir *Oil and Gas Conservation Act*, RSA 2000, c O-6, art. 4, *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 1.020(2)(27.1), et Energy Resources Conservation Board, *Project Lifecycle*, en ligne [http://www.ercb.ca/portal/server.pt/gateway/PTARGS_0_0_303_263_0_43/http%3B/ercbContent/publishedcontent/publish/ercb_home/news/current_projects/urf_lifecycle.aspx] (1^{er} mai 2012).

⁴⁶ *Oil and Gas Conservation Act*, RSA 2000, c O-6, art. 1(1)(y), 1(1)(tt) et Energy Resources Conservation Board, *Bulletin 2010-28 : Zones Eligible for Shale Gas Fluid Codes*, 26 août 2012, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/bulletins/Bulletin-2010-28.pdf>] (1^{er} mai 2012).

⁴⁷ Selon le *Grand Dictionnaire Terminologique*, la notion de claste réfère à un fragment de cristal, de fossile, ou de roche inclus dans une roche.

2.3.1. Les autorisations administratives

L'*Oil and Gas Conservation Act* établit deux autorisations principales à l'égard d'activités distinctes :⁴⁸

- **Licence de puits** :⁴⁹ selon l'*Oil and Gas Conservation Act*, personne ne peut forer un puits, amorcer une opération préparatoire ou incidente au forage, ou amorcer une opération de production ou d'injection, à moins d'être le titulaire d'une licence valide (licence de puits). La notion de puits est définie comme un orifice dans le sol, complété ou en cours de forage, à des fins de production de pétrole ou de gaz, d'évaluation, de test, d'injection dans une formation souterraine, ou à toute fin que ce soit si sa profondeur est supérieure à 150 m. Par ailleurs, la soumission d'une demande de licence de puits est sujette à certaines contraintes particulières. Ainsi, une demande de licence de puits ne peut être soumise à l'*Energy Resources Conservation Board* à des fins de production à partir d'un réservoir souterrain duquel un autre puits est déjà capable de produire dans la même aire d'espacement, à moins que l'*Energy Resources Conservation Board* ne permette une telle demande si les circonstances le justifient. De plus, personne ne peut soumettre une demande de licence de puits pour l'extraction de gaz à moins d'être un opérateur intéressé (*working interest participant*) qui dispose des droits de produire du gaz et d'effectuer des opérations de puits. Un puits ne peut être foré ailleurs qu'à l'emplacement exact indiqué par la licence.
- **Licence d'installation** :⁵⁰ une autre licence est requise pour un autre type d'activité liée à l'exploitation du gaz de schiste. Selon l'*Oil and Gas Conservation Act*, personne ne peut amorcer la construction ou procéder à l'opération d'une installation, ou mener une opération préparatoire ou incidente à la construction ou l'opération d'une installation, à moins d'être le titulaire d'une licence valide ou d'en être exempté en vertu de la réglementation applicable ou d'une ordonnance de l'*Energy Resources Conservation Board* (licence d'installation). La notion d'installation inclut les bâtiments, structures, équipements et annexes sous la juridiction de l'*Energy Resources Conservation Board* qui sont liés à l'extraction, au développement, à la production, à la manipulation, au traitement et à la disposition des hydrocarbures ou des substances qui y sont associées.

Une demande de licence doit être soumise à l'*Energy Resources Conservation Board* conformément aux procédures et modalités applicables, et être accompagnée des frais prescrits.⁵¹ L'*Energy Resources Conservation Board* dispose du pouvoir de refuser la demande ou d'émettre une licence sujette aux

⁴⁸ De très nombreuses autres autorisations peuvent être requises en vertu de *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971 (voir art. 15.005), et de directives administratives : Energy Resources Conservation Board, *Directive 056 : Energy Development Applications and Schedules*, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/directive056.pdf>] (1^{er} mai 2012), et Energy Resources Conservation Board, *Directive 065 – Resources Applications for Oil and Gas Reservoirs*, version révisée du 14 mars 2012, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive065.pdf>] (1^{er} mai 2012)

⁴⁹ De façon générale, voir *Oil and Gas Conservation Act*, RSA 2000, c O-6, art. 1(1)(eee), 1(1)(fff), 11(1), 11(3), 15(3), 16(1). À l'égard des aires d'espacement, voir plus haut la partie 2.1.2.3. La dimension géographique des titres.

⁵⁰ *Oil and Gas Conservation Act*, RSA 2000, c O-6, art. 1(1)(w), 12(1).

⁵¹ *Oil and Gas Conservation Act*, RSA 2000, c O-6, art. 15, 18-21.

conditions ou restrictions que le *Board* juge adéquates. Si une route est nécessaire pour donner accès au site de puits, la licence peut prévoir la localisation de cette route et les conditions applicables à sa construction, sous réserve de l'approbation du *Ministry of Environment and Sustainable Resource Development* à l'égard des terres du domaine public, le cas échéant.

Outre les licences octroyées en vertu de l'*Oil and Gas Conservation Act*, des autorisations sont requises à l'égard des pipelines sous deux régimes, l'un provincial et l'autre fédéral :

- **Licence de pipeline** :⁵² l'*Energy Resources Conservation Board* peut accorder une licence pour autoriser la construction et l'opération d'un pipeline selon les dispositions du *Pipeline Act*. Dans ce contexte, la notion de pipeline réfère aux canalisations utilisées pour le transport de toute substance, à l'exclusion des substances qui ont trait à la production de charbon en vertu du *Coal Conservation Act* et de l'eau utilisée à d'autres fins que le développement des hydrocarbures. La notion de pipeline exclut notamment les canalisations de transport de déchets, les pipelines opérant sous une pression inférieure à 700 kpa pour des fins autres que celles régies par l'*Oil and Gas Conservation Act*, les pipelines situés entièrement sur un site de traitement ou de raffinerie, et les pipelines régis par un certificat émis par l'*Office national de l'énergie*. La licence de pipeline est sujette aux termes et conditions que l'*Energy Resources Conservation Board* juge appropriés, y compris l'obligation que le titulaire de la licence acquiert des droits et intérêts à l'égard de terrains par négociation avec leurs propriétaires, auquel cas le consentement de ces derniers peut être nécessaire. Le *Board* peut changer le tracé du pipeline, indiquer les servitudes nécessaires pour sa construction, et amender les termes de la licence de pipeline.
- **Certificat de pipeline** :⁵³ la réglementation des activités liées aux pipelines est aussi tributaire d'un régime détaillé au niveau fédéral en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et ses règlements. Cette Loi s'applique aux pipelines qui permettent le transport de gaz à l'extérieur d'une province, et couvre toutes les extensions des canalisations de tels pipelines de même que

⁵²En général, voir *Pipeline Act*, RSA 2000, c P-15, art. 1, 2, 3.1, 6, 9, 16, et *Pipeline Regulation*, Alta Reg 91/2005. À l'égard de l'obligation d'obtenir le consentement des propriétaires de terrains, voir *Pipeline Act*, RSA 2000, c P-15, art. 48(2). Cependant, si le *Board* n'impose pas expressément la négociation entre le titulaire de la licence de pipeline et les propriétaires terriens, les dispositions relatives au droit d'entrée prévues par le *Surface Rights Act* s'appliquent : voir plus bas la partie 2.3.2. Le droit d'entrée.

⁵³*Loi sur l'Office national de l'énergie*, LRC 1985, c N-7, art. 2, 29-58. Le régime fédéral est aussi applicable au Québec et ne requiert pas une description détaillée dans le cadre du présent rapport. Néanmoins, il reste pertinent d'en tracer les grandes lignes. La problématique liée aux compétences concurrentes des provinces et du gouvernement fédéral a été traitée par la doctrine : voir notamment Rowland Harrison, "The Interface Between Federal and Provincial Jurisdiction Over Pipelines : Recent Developments, Current Issues and a Suggested Mechanism For Reducing Turbulence in the Buffer Zone" (1997) 35 *Alberta Law Review* 389, et Steven KENNETT, "Jurisdictional Uncertainty and Pipelines : Is a Judicial Solution Possible?" (1996) 35 *Alberta Law Review* 553. Notons que des pipelines purement intra-provinciaux peuvent tomber sous la juridiction de l'*Office National de l'Énergie* lorsqu'ils alimentent des installations de traitement et de transport de gaz destiné à l'exportation hors de la province : voir *Westcoast Energy Inc. c. National Energy Board* [1998] 1 RCS 322, et Office National de l'Énergie, *Décision GH-5-2008 : TransCanada PipeLines Limited*, février 2009, en ligne [https://www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe/fetch/2000/90464/90550/90715/518313/518500/549090/549124/A1I9K3_-_GH-5-2008_Reasons_for_Decision.pdf?nodeid=549125&vernum=0&redirect=3] (1^{er} mai 2012).

leurs réservoirs de stockage, équipements de compression, pompes, équipements de communication et toute autre installation afférente. En vertu de cette loi, la construction et l'opération d'un pipeline sont subordonnées à l'obtention d'un certificat de l'*Office national de l'énergie*. Des plans de tracé et devis de construction détaillés du pipeline projeté doivent être soumis afin d'obtenir le certificat.

Finalement, en vertu du *Public Lands Act* et de sa réglementation, un bail minier de surface ou une entente de pipeline doit être accordé afin de pouvoir procéder à des activités d'exploitation du gaz de schiste ou à la construction d'un pipeline sur les terres publiques.⁵⁴ Le *Ministry of Environment* peut émettre des ordonnances pour fixer le loyer, les frais, les charges ou les redevances payables en vertu d'un bail minier de surface ou d'une entente de pipeline. Un bail ou une entente peut être superposé à une autre occupation des terres publiques. Le titulaire d'un bail ou d'une entente ne peut détruire ou endommager la surface du sol des terres publiques à moins que les termes ou conditions de son bail ne le permettent. Des standards émis par le *Ministry of Environment* peuvent déterminer les impacts maximaux autorisés pour un type d'activité à l'égard des terres publiques.

2.3.2. Le droit d'entrée

Le *Surface Rights Act* régit le droit d'entrée des personnes qui mènent des activités d'exploitation des minéraux, y compris le gaz naturel et les shales, sur tout le territoire albertain.⁵⁵ Cette Loi accorde à un tribunal administratif, le *Surface Rights Board*, compétence à l'égard des conflits relatifs au droit d'entrée.

En vertu du *Surface Rights Act*, aucun opérateur ne dispose d'un droit d'entrée à l'égard d'un terrain pour l'extraction de minéraux situés dans ou sous le terrain, pour des activités incidentes aux activités d'extraction ou de forage, pour la construction de réservoirs, d'installations ou de structures liées aux opérations d'extraction ou de forage, pour la construction, l'entretien ou l'enlèvement d'un pipeline, ou pour la construction, l'entretien ou l'enlèvement d'une ligne électrique, à moins d'avoir obtenu au préalable le consentement du propriétaire ou de l'occupant du terrain. De plus, il faut que l'instrument en vertu duquel les droits sur les minéraux sont octroyés prévoie une somme en contrepartie du droit d'entrée.

⁵⁴ Voir *Public Lands Act*, RSA 2000, c P-40, art. 15, 15.1, 25(1)(b), 26 et ss, 53, 54, et *Public Lands Administration Regulation*, Alta Reg 187/2011, art. 3, 9, 9.1, 10, 16, 21, 100-104, 131-141.

⁵⁵ Voir *Surface Rights Act*, RSA 2000, c S-24, art. 1(h), 1(g), 1(i), 3-11, 12(1), 12(2), 12(3), 12(4), 13, 15, 16, 19-25, *Surface Rights Act General Regulation*, Alta Reg 195/2007, *Oil and Gas Conservation Act*, RSA 2000, c O-6, art. 19(2), de même que SURFACE RIGHTS BOARD, *Right of Entry Application*, en ligne [http://www.surfacerights.gov.ab.ca/Right_of_Entry_Application/default.aspx] (1^{er} mai 2012). Voir aussi la définition de "minerals" à l'article 1, de même que le domaine d'application géographique de la Loi à l'article 2. À l'égard des droits sur les minéraux, voir plus haut la partie 2.1.2.2. Les principaux titres. À l'égard de l'occupation légale des terres publiques, voir notamment le régime du *Public Lands Act*, RSA 2000, c P-40, et de son règlement d'application, le *Public Lands Administration Regulation*, Alta Reg 187/2011. Notons qu'une ordonnance d'entrée émise à l'égard d'un terrain pour des activités d'exploration fait du bénéficiaire de cette ordonnance un occupant du terrain : voir plus haut la partie 2.2.2. Le droit d'entrée. À l'égard du certificat en vertu du *Land Titles Act*, voir plus haut la partie 2.3.1. Les autorisations administratives.

Dans ce contexte, la notion d'opérateur réfère notamment à toute personne disposant de droits sur des minéraux ou à toute personne disposant du pouvoir d'acquérir un droit sur un terrain pour les fins d'un pipeline ou d'une ligne électrique. La notion d'occupant réfère à toute personne légalement en possession ou disposant d'intérêts à l'égard d'un terrain, que ce soit sur des terres publiques ou privées. Finalement, la notion de propriétaire réfère au titulaire d'un certificat en vertu du *Land Titles Act* ou à une autorité gouvernementale chargée de la gestion d'un terrain.

Le *Surface Land Act* prévoit que le titulaire des droits sur des minéraux qui ne parvient pas à obtenir le consentement requis pour exercer le droit d'entrée peut présenter une demande au *Surface Rights Board* afin d'obtenir une ordonnance d'entrée. L'ordonnance d'entrée ainsi émise confère à l'opérateur qui en est le bénéficiaire les droits, titres et intérêts exclusifs à l'égard de la surface du terrain visé par l'ordonnance.⁵⁶ Plus spécifiquement à l'égard de l'extraction du gaz naturel, une ordonnance d'entrée émise par le *Surface Rights Board* permet de donner accès à la surface d'un terrain qui ne se situe pas directement au-dessus des gisements visés compte tenu de la possibilité de procéder à des forages directionnels, ou qui permet d'accommoder les installations requises pour le traitement du gaz produit ou l'accès à une source d'eau, ou encore qui permet d'ouvrir une route pour atteindre un lot faisant l'objet de droits sur des minéraux.

Des frais d'entrée de 500 \$/acre et d'au plus 5 000 \$ doivent être payés par l'opérateur, avant l'exercice effectif du droit d'entrée, à l'occupant ou au propriétaire du terrain autre que la Couronne provinciale. Dans le contexte d'un refus de consentir au droit d'entrée, une compensation au montant fixé par le *Surface Rights Board* doit être payée par l'opérateur à l'occupant ou au propriétaire du terrain.⁵⁷ Lorsqu'il fixe le montant de la compensation par ordonnance, le *Surface Rights Board* peut prendre en compte le prix du terrain visé par l'ordonnance d'entrée, la perte d'usage subie par le propriétaire ou l'occupant du terrain, et les impacts négatifs des opérations minières sur le terrain et sur son propriétaire ou occupant. Le droit d'entrée ne peut être exercé avant le prépaiement d'une partie de la compensation.

2.3.3. La production

Tout projet de récupération assistée, de traitement ou de stockage souterrain de gaz, de collecte, stockage ou disposition d'eau de production, de stockage ou disposition de tout fluide ou substance dans une formation souterraine par un puits, doit être approuvé par l'*Energy Resources Conservation Board* et doit se conformer aux conditions que le *Board* détermine.⁵⁸ En plus de l'autorisation de l'*Energy Conservation Board*, les projets de stockage ou disposition de tout fluide ou substance dans une formation souterraine par un puits sont également soumis à l'approbation du *Ministry of Environment*, qui peut leur imposer des modalités d'exécution à moins que le gouvernement ne soit d'avis contraire.

⁵⁶ Ces droits, titres et intérêts sont accordés sous réserve des droits de propriété existant sur la surface du terrain.

⁵⁷ Lorsque la compensation requise par une ordonnance d'entrée émise par le *Surface Rights Board* porte est due pour l'entrée sur des terres du domaine public, que ces terres soit occupées ou non, le montant dû à la Couronne provinciale équivaut aux charges payables en vertu du *Public Lands Act* pour un nouveau bail minéral de surface : voir *Public Lands Act*, RSA 2000, c P-40, art. 10.

⁵⁸ *Oil and Gas Conservation Act*, RSA 2000, c O-6, art. 39.

Par ailleurs, l'*Oil and Gas Conservation Act* accorde d'importants pouvoirs à l'*Energy Resources Conservation Board* afin de réguler la production de gaz en Alberta.⁵⁹

- L'*Energy Resources Conservation Board* peut identifier par ordonnance les champs, gisements et formations géologiques dans lesquels se trouve le gaz, en décrivant leur étendue de même que la surface située au-dessus de ceux-ci ou en leur assignant un nom. L'*Energy Resources Conservation Board* peut aussi désigner l'aire allouée à un puits ainsi que les différentes zones et strates géologiques comprises dans cette aire afin de déterminer la production autorisée à partir de ce puits. L'*Energy Resources Conservation Board* dispose du pouvoir de résoudre d'éventuelles disputes liées à la désignation d'un gisement ou d'une zone.
- L'*Energy Resources Conservation Board* peut limiter par ordonnance la quantité de gaz produite à partir d'un gisement pendant une certaine période.
- L'*Energy Resources Conservation Board* peut, par ordonnance, contrôler et réguler la production de gaz par des restrictions, prohibitions, ou prorations, et requérir que l'eau de production soit disposée selon toute modalité jugée appropriée, y compris par injection dans des formations souterraines.
- Afin d'empêcher toute perte, l'*Energy Resources Conservation Board* peut requérir, avec l'approbation du gouvernement, la mise en œuvre d'opérations de récupération assistée par injection de gaz, d'air, d'eau ou d'énergie dans un gisement. Aux mêmes fins, l'*Energy Resources Conservation Board* peut requérir que le gaz produit soit mis en marché ou injecté dans une formation souterraine à des fins de stockage.

Aucun puits ne peut produire du gaz s'il peut aussi produire du pétrole de façon rentable à moins que l'*Energy Resources Conservation Board* n'ait approuvé un projet de production conjointe qui ne soit pas préjudiciable à la récupération des hydrocarbures.

2.3.4. Les normes opérationnelles

Certaines normes opérationnelles à l'égard des puits, installations et pipelines sont prévues par des règlements provinciaux, notamment l'*Oil and Gas Conservation Regulations* et le *Pipeline Regulation*.⁶⁰ Parmi les normes imposées par ces règlements se trouvent des dispositions relatives aux spécifications techniques des équipements, à la construction et l'isolation des enveloppes de puits, à la profondeur des pipelines souterrains, aux niveaux sonores maximaux, aux valves de sécurité et d'arrêt automatique, aux niveaux de pression maximaux, de même qu'aux tests de résistance à la pression, aux inspections et

⁵⁹Voir *Oil and Gas Conservation Act*, RSA 2000, c O-6, art. 1, 33, 36-38, 42.

⁶⁰ Voir *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, en particulier art. 8.001-8.006, *Pipeline Regulation*, Alta Reg 91/2005, *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*, DORS/99-294, Energy Resources Conservation Board, *Directive 056 : Energy Development Applications and Schedules*, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/directive056.pdf>] (1^{er} mai 2012), Energy Resources Conservation Board, *Directive 071 : Emergency Preparedness and Response Requirements for the Petroleum Industry*, version révisée du 18 novembre 2008, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive071.pdf>] (1^{er} mai 2012), et Energy Resources Conservation Board, *Directive 038 : Noise Control*, version révisée du 16 février 2007, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive038.pdf>] (1^{er} mai 2012).

registres requis, et aux signes d'avertissement. Outre les dispositions réglementaires provinciales, des instruments fédéraux peuvent imposer des normes opérationnelles supplémentaires. Le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* détaille les normes fédérales à l'égard de la conception des pipelines, de leurs matériaux, de leur assemblage, de leur construction, des essais sous pression auxquels ils sont soumis, de leur exploitation et de leur entretien, et de la cessation de leurs activités. Les dispositions réglementaires sont complétées par de nombreuses normes contenues dans des directives administratives. La *Directive 056* établit les normes relatives à plusieurs aspects des opérations de puits, d'installations et de pipelines. Par ailleurs, certaines directives spécifiques prévoient des normes à l'égard d'aspects particuliers. Ainsi, la *Directive 071* détermine les normes relatives aux plans de gestion des urgences et de réponse aux accidents, tandis que la *Directive 038* régule le bruit généré par les opérations de développement des hydrocarbures. Compte tenu de l'imposant volume normatif, la présente partie synthétise et regroupe les dispositions les plus pertinentes dans les paragraphes suivants tout en référant aux instruments applicables pour de plus amples détails.

2.3.4.1. La localisation

La localisation des puits, installations, et pipelines est sujette à des périmètres d'éloignement qui sont principalement prévus par l'*Oil and Gas Conservation Regulations* et une directive administrative.⁶¹ Selon l'*Oil and Gas Conservation Regulations*, aucun puits ne peut être construit à moins de 100 m d'une construction permanente, incluant une résidence, une ferme, une école, une église, ou une usine, et à moins de 40 m de certaines routes, sous réserve d'indications contraires de l'*Energy Resources Conservation Board*. Lorsqu'un puits ou une installation est situé à moins de 100 m d'un plan d'eau, des équipements, valves de sécurité, et tranchées ou digues supplémentaires doivent être installés. La *Directive 056* détaille l'ensemble des périmètres d'éloignements applicables à l'égard des puits, des installations et des pipelines. Ces périmètres varient selon le type d'activité de développement des hydrocarbures et le type d'usage situé au voisinage de l'activité projetée.

2.3.4.2. Les équipements

Les équipements de contrôle et le tubage d'un puits doivent être opérés de façon à contenir les hydrocarbures et l'eau provenant des formations souterraines lors du forage d'un puits.⁶² Le tubage d'un

⁶¹ Voir *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 2.110, 8.060, et Energy Resources Conservation Board, *Directive 056 : Energy Development Applications and Schedules*, parties 5.9.9, 6.9.2, et 7.11.12, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/directive056.pdf>] (1^{er} mai 2012).

⁶² De façon générale à l'égard des équipements, voir *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 6.050, 6.080, 6.090-6.130, 7.004, 7.020, 7.060, 8.010, 8.030, 8.129, 8.031, 8.150, 8.151, Energy Resources Conservation Board, *Directive 008 : Surface Casing Depth Requirements*, version révisée du 14 décembre 2010, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/directive008.pdf>] (1^{er} mai 2012), Energy Resources Conservation Board, *Directive 036 : Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures*, version révisée du 16 février 2006, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive036.pdf>] (1^{er} mai 2012), Energy Utility Board, *Directive 055 : Storage Requirements for the Upstream Petroleum Industry*, version de décembre 2001, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive055.pdf>] (1^{er} mai 2012), et Energy Utility Board, *Directive 050 : Drilling Waste Management*, version révisée du 2 mai 2012, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive055.pdf>] (2 mai 2012), et Energy Resources Conservation Board, *Directive 037 : Service Rig Inspection Manual*, version révisée du 16 février 2006 (1^{er} mai 2012).

puits doit être cimenté sur toute sa longueur si la profondeur du puits est inférieure à 180 m ou à la zone de protection de l'eau souterraine. Des normes de sécurité accrues et des équipements supplémentaires sont requis lorsque le gaz produit contient du sulfure d'hydrogène en quantité excédant un seuil de concentration spécifique. L'enveloppe, le tubage et de l'espace annulaire d'un puits doivent aussi être conformes aux dispositions réglementaires applicables et à la *Directive 008*, qui établit des normes différentes selon que la profondeur du puits est supérieure ou inférieure à 650 m. Finalement, des équipements de prévention des explosions doivent être installés.

Par ailleurs, les équipements d'extraction, de purification et de compression, de même que les installations de traitement et réservoirs de stockage des résidus et déchets d'extraction doivent être conformes aux dispositions réglementaires applicables. L'eau de production et les substances résultant de l'extraction des gaz ne peuvent être stockées dans des excavations à même le sol. Les substances et résidus produits sur le site d'un puits ou d'une installation doivent être stockés et éliminés conformément à la *Directive 055*, qui indique notamment des normes relatives à l'étanchéité, la localisation, la collecte des eaux de ruissellement, et à la détection des fuites de réservoir, de même qu'à la *Directive 050*, qui permet l'épandage des résidus de forage à la surface du sol dans certaines zones.

2.3.4.3. Les approbations, avis, rapports et registres

Le titulaire d'une licence doit informer l'*Energy Resources Conservation Board* du début des opérations de forage dans un délai de 12 heures.⁶³ Les relevés de déviation des forages doivent être acheminés au *Board*. Les appareils de forage ne peuvent être retirés d'un puits sans l'autorisation de l'*Energy Resources Conservation Board* à moins que le puits ne soit complété. Par ailleurs, les équipements d'extraction, de purification et de compression, de même que les installations de traitement et de stockage des résidus et déchets d'extraction sur un site de puits doivent être approuvés par l'*Energy Resources Conservation Board* avant leur construction.

L'*Oil and Gas Conservation Regulations* et des directives administratives prévoient que des analyses, tests, levées géologiques, et rapport doivent être effectués et transmis à l'*Energy Resources Conservation Board* selon des modalités précises à l'égard notamment des opérations et carottes de forage, des gisements forés, des pressions de puits, de la composition et des volumes de gaz extraits et

⁶³ À l'égard des approbations, avis, rapports et registres, voir en général *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 6.021, 6.030, 6.040, 7.001-7.003, 7.030, 8.149, 11.005-12.080, Energy Resources Conservation Board, *Directive 007 : Volumetric and Infrastructure Requirements*, version révisée du 20 septembre 2011, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/directive007.pdf>] (1^{er} mai 2012), Energy Resources Conservation Board, *Directive 040 : Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells*, version révisée du 9 août 2010, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive040.pdf>] (1^{er} mai 2012), Energy Resources Conservation Board, *Directive 056 : Energy Development Applications and Schedules*, version révisée du 1 septembre 2011, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive056.pdf>] (1^{er} mai 2012), Energy Resources Conservation Board, *Directive 036 : Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures*, version révisée du 16 février 2006, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive036.pdf>] (1^{er} mai 2012), et Energy Resources Conservation Board, *Directive 037 : Service Rig Inspection Manual*, version révisée du 16 février 2006 (1^{er} mai 2012), et Energy Resources Conservation Board, *Directive 059 : Well Drilling and Completion Data Filing Requirements*, version révisée du 27 septembre 2011, en ligne [http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive059_2012.pdf] (1^{er} mai 2012).

traités, et de l'entretien et de l'état des équipements utilisés pour la production et le traitement des gaz. L'inspection et le test des équipements de forage doivent être effectués en conformité avec les directives administratives applicables.

2.3.5. L'aspect environnemental

L'*Environmental Protection and Enhancement Act* établit le régime général de protection de l'environnement et s'applique aux activités de développement du gaz de schiste.⁶⁴ Cette loi instaure notamment une prohibition générale de polluer l'environnement à moins que le rejet soit conforme aux seuils maximaux prévus par la réglementation ou par une approbation obtenue conformément aux modalités applicables. L'*Activities Designation Regulation*, permet d'identifier les activités qui sont soumises au régime d'autorisation. Parmi ces activités se trouvent certaines installations de traitement du gaz brut qui correspondent à des caractéristiques particulières, de même que la construction et la restauration d'un pipeline. L'*Environmental Protection and Enhancement Act* prévoit aussi un régime d'évaluation des impacts environnementaux en deux étapes pour les activités soumises à l'obtention d'une approbation et à l'égard desquelles le *Ministry of Environment* est d'opinion qu'une étude plus poussée est requise. L'*Environmental Protection and Enhancement Act* est complexe et détaillé, et ne peut faire l'objet d'une présentation complète dans le présent contexte, mais doit être gardé en tête pour tous les aspects environnementaux du développement des hydrocarbures. La présente partie détaille seulement certaines règles spécifiques applicables aux activités reliées aux gaz de schiste.

2.3.5.1. L'eau

- Quantité⁶⁵

Le *Water Act* vise notamment à protéger les ressources hydriques et à préserver un environnement aquatique sain. Cette Loi régit les prélèvements et les diversions. Sous le *Water Act*, les prélèvements d'eau sont soumis à diverses autorisations ou modalités administratives. En principe, les prélèvements, diversions et transferts d'eau sont conditionnels à l'obtention d'une licence de la part du *Ministry of Environment*. Cependant, l'obtention d'une licence n'est pas requise si le prélèvement est sujet à une approbation ou est identifié comme un prélèvement exempté de l'octroi d'une licence, tel que c'est le cas pour les prélèvements d'eau souterraine saline. Par ailleurs, toute activité capable d'influencer les régimes hydrologiques ou le niveau de l'eau dans un plan d'eau de surface ou un aquifère est sujette à une approbation, à moins d'en être spécifiquement exemptée par le *Water Regulation*. Des licences ou autorisations temporaires de prélèvement peuvent être accordées. Finalement, un avis doit être fourni au *Ministry of Environment* pour procéder à certains prélèvements identifiés par règlement.

Le *Ministry of Environment* dispose du pouvoir de refuser une demande d'approbation ou de licence pour certains motifs spécifiques, y compris parce que la demande est contraire à l'intérêt public, parce

⁶⁴ En général, voir *Environmental Protection and Enhancement Act*, RSA 2000, c E-12, et en particulier art. 40-59, 108, 109, *Activities Designation Regulation*, Alta Reg 276/2003, art. 1-5, et *Environmental Assessment Regulation*, Alta Reg 112/1993.

⁶⁵ En général, voir *Water Act*, RSA 2000, c W-3, art. 1, 2, 36, 34, 37.1, 38, 43, 49, 49.1, 51, 53, 55, 62-65, et *Water (Ministerial) Regulation*, Alta Reg 205/1998, art. 2, et schedules 1, 2, 3(1)(e).

que de nouveaux prélèvements sont prohibés dans certains bassins surexploités, ou pour la mise en œuvre d'un objectif de conservation prévu en vertu du régime de gestion des bassins versant. Le *Ministry* doit considérer certains éléments lorsqu'il décide d'octroyer ou non une approbation ou une licence, incluant les effets cumulatifs des prélèvements sur l'environnement aquatique, les régimes hydrologiques, la sécurité publique, et les activités agricoles. Les licences et approbations peuvent être annulées si le *Ministry* est d'opinion que des effets négatifs peuvent se produire à l'égard des usages à des fins domestiques ou agricoles, ou à l'égard de l'environnement aquatique si ces effets n'étaient pas prévisibles lors de l'émission de l'autorisation de prélèvement.

- Qualité⁶⁶

Le cadre réglementaire relatif aux activités de développement des hydrocarbures prévoit certaines normes destinées à protéger la qualité de l'eau d'alimentation ou de l'eau dans l'environnement. L'*Energy Resources Conservation Board* peut imposer l'abandon des puits et installations dans un endroit ou un état qui entraîne des risques sérieux de pollution aquatique. D'autre part, la localisation en surface et la profondeur d'un puits peuvent faire l'objet de contraintes liées aux ressources hydriques. Ainsi, personne ne peut forer ou participer au forage d'un puits ou ne peut construire ou participer à la construction d'un bassin de rétention de fluides associés à un puits à moins de 100 m de la ligne des hautes eaux d'un cours d'eau ou d'un lac sous réserve d'obtenir l'autorisation préalable de l'*Energy Resources Conservation Board*.⁶⁷ Par ailleurs, l'opération d'un puits qui n'atteint pas la profondeur minimale requise afin de protéger les eaux souterraines doit être effectuée en conformité à la *Directive 044*.⁶⁸ Des mesures peuvent être imposées par l'*Energy Resources Conservation Board* à l'égard de tels puits lorsqu'ils produisent plus de 30 m³/mois d'eau souterraine.

D'autres dispositions visent l'entreposage et l'élimination de l'eau de production et des contaminants utilisés ou produits lors d'activités d'extraction ou de traitement. Ainsi, la disposition ou l'élimination de toutes les eaux produites sur les sites de puits ou d'installation doit être effectuée conformément à un plan approuvé par l'*Energy Resources Conservation Board*.⁶⁹ Des mesures relatives à la disposition permanente des fluides dans les bassins de rétention doivent être prévues et indiquées au *Board*.⁷⁰ Les rejets d'eau utilisée pour tester les pipelines de gaz sont sujets à des contraintes en vertu d'un code de pratique intégré à la réglementation afférente à l'*Environmental Protection and Enhancement Act*.⁷¹

Les normes qui visent explicitement les opérations de fracturation hydraulique ne sont pas nombreuses. Une directive administrative, la *Directive 027*, s'applique aux opérations de fracturation en zone peu

⁶⁶ *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 8.070.

⁶⁷ *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 2.120.

⁶⁸ Energy Resources Conservation Board, *Directive 044 : Requirements for Surveillance, Sampling, and Analysis of Water Production in Hydrocarbon Wells Completed Above the Base of Groundwater Protection*, version révisée du 14 juillet 2011, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive044.pdf>] (1^{er} mai 2012).

⁶⁹ *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 8.040.

⁷⁰ *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 2.120.

⁷¹ Voir *Code of Practice for the Release of Hydrostatic Test Water from Hydrostatic Testing of Petroleum Liquid and Gas Pipelines*, en ligne [<http://canlii.ca/t/jc58>] (1^{er} mai 2012).

profonde afin de protéger les puits d'alimentation en eau et les aquifères de surface.⁷² En vertu de cette directive, les titulaires de licence de puits ne peuvent procéder à des fracturations hydrauliques dans les 200 premiers mètres sous la surface du sol à moins que les fracturations soient 50 m plus profondes que les puits d'alimentation en eau situés dans un rayon de 200 m aux alentours. De plus, le titulaire d'une licence ne peut procéder à des fracturations hydrauliques à une profondeur inférieure à 200 m s'il n'a pas évalué l'impact prévisible des débits de pompages et des fluides de fracturation, et avisé les voisins disposant d'un puits d'alimentation en eau dans un rayon de 200 m. Par ailleurs, les installations de stockage des fluides de fracturation sont régies par des normes prévues dans une autre directive de l'*Energy Resources Conservation Board*, la *Directive 055*.⁷³ De tels réservoirs doivent en principe être utilisés pour une période de 3 mois et démantelés après un an. Lorsqu'ils sont situés à moins de 100 m d'un plan d'eau, ils doivent être pourvus de dispositifs d'endiguement.

2.3.5.2. L'air

Le brûlage à la torchère est sujet à un régime de contrôle par le biais de plusieurs normes réglementaires et administratives. Les émissions de gaz sur un site de puits ou d'installation doivent être brûlées conformément aux normes réglementaires et à la *Directive 060*.⁷⁴ Le brûlage de gaz ou d'autres substances résultant d'opérations de production sur un site de puits ou d'installation doit être effectué de façon à permettre une combustion contrôlée et à ne pas causer d'émissions visibles.⁷⁵ Les mâts de torchage sont soumis à des normes imposant des hauteurs minimales et des distances d'éloignement.⁷⁶ Les émissions provenant d'activités de torchage sur le site d'un puits ou d'une installation doivent être conformes aux normes prévues par la *Directive 060*.⁷⁷ Selon cette directive, le torchage temporaire lors des tests de puits est sujet à un permis accordé par l'*Energy Resources Conservation Board* et sa durée est limitée, tandis que le torchage routinier sur les sites de puits, d'installations ou de pipeline est sujet à des obligations de minimisation et des standards de performance en fonction des panaches de dispersion des émissions et des populations avoisinantes. Les normes applicables au torchage tiennent aussi compte des objectifs de qualité émis par le *Ministry of Environment* pour certains contaminants spécifiques dans l'air ambiant.⁷⁸

Outre le torchage, les émissions de contaminants dans l'atmosphère sont aussi sujettes à plusieurs normes. Les émissions des installations de traitement doivent respecter les concentrations maximales de

⁷²Energy Resources Conservation Board, *Directive 027 : Shallow Fracturing Operations-Restricted Operations*, 14 août 2009, [<http://www.ercb.ca/regulations-and-directives/directives/directive027>] (1^{er} mai 2012).

⁷³Energy Resources Conservation Board, *Directive 055—Addendum 2011-10-11 : Interim Requirements for Aboveground Synthetically-Lined Wall Storage Systems, Updates to Liner Requirements, and Optional Diking Requirements for Single-Walled Aboveground Storage Tanks*, 11 octobre 2011, p.3, en ligne [http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive055_Addendum.pdf] (1^{er} mai 2012).

⁷⁴Voir *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 8.080.

⁷⁵*Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 7.035.

⁷⁶Voir *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 8.090.

⁷⁷Energy Resources Conservation Board, *Directive 060 : Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting*, version révisée du 3 novembre 2011, en ligne <http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive060.pdf>] (1^{er} mai 2012).

⁷⁸Voir Ministry of Environment and Sustainable Resources Development, *Existing ambient air quality objectives*, en ligne [<http://environment.alberta.ca/01005.html>] (1^{er} mai 2012).

contaminants définies par des lignes directrices provinciales, les *Ambient Air Quality Guidelines*, de même que par les standards prévus par l'*Environmental Protection and Enhancement Act*.⁷⁹ Selon le *Substance Release Regulation*, les émissions atmosphériques ne peuvent pas dépasser un certain seuil d'opacité, et les rejets de particules dans l'air qui résultent du traitement des hydrocarbures ne peuvent excéder 0,20 g/kg de substances émises.⁸⁰ Un code de pratique intégré à la réglementation afférente à l'*Environmental Protection and Enhancement Act* prévoit aussi des normes d'émission pour les oxydes d'azote rejetés par les installations de compression et de traitement du gaz naturel qui ne doivent pas obtenir une approbation du *Ministry of Environment*.⁸¹ De façon générale, les émissions de gaz produites sur le site d'un puits ou d'une installation sont soumises à des contraintes particulières lorsqu'elles contiennent des quantités de sulfure d'hydrogène supérieures à certains seuils spécifiques.⁸²

Finalement, le *Climate Change and Emissions Management Act* impose des contraintes à l'égard des émissions à effet de serre.⁸³ En vertu de cette Loi, la cible de réduction des émissions des gaz à effet de serre est fixée à 50 % des niveaux de 1990 en proportion du produit intérieur brut provincial, cible qui doit être atteinte en 2020.⁸⁴ Le *Specified Gas Emitters Regulation*, qui s'applique à certains types d'installations émettant plus de 100 000 tonnes de gaz à effet de serre par année, incluant les installations de traitement du gaz, prévoit des limites d'intensité d'émission qui peuvent restreindre les émissions à 90 % de l'intensité d'émission de référence pour une installation donnée.⁸⁵ Ce règlement prévoit aussi des mécanismes de compensation, crédits et puits de carbone qui permettent d'atteindre les cibles d'émission. Un fond d'investissement, le *Climate Change and Emissions Management Fund*, a reçu des versements de 40 \$ millions de la part des émetteurs afin de développer des projets et technologies destinés à contrôler les émissions.⁸⁶ En somme, ce régime impose des contraintes sur les émissions de gaz à effet de serre mais permet l'augmentation des émissions des émetteurs assujettis.

2.3.5.3. Les déversements

Un plan de gestion des déversements doit être préparé par le titulaire d'une licence de puits, d'installation ou de pipeline.⁸⁷ La *Directive 071* établit les normes relatives à ce plan de gestion.

⁷⁹ Voir *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 9.040, Alberta Environment, *Alberta Ambient Air Quality Guidelines*, en ligne [<http://environment.gov.ab.ca/info/library/5726.pdf>] (1^{er} mai 2012), et de façon générale *Environmental Protection and Enhancement Act*, RSA 2000, c E-12, art. 108, 109.

⁸⁰ *Substance Release Regulation*, Alta Reg 124/1993, art. 4, 8.

⁸¹ Voir *Code of Practice for Compressor and Pumping Stations and Sweet Gas Processing Plants*, [<http://canlii.ca/t/jc58>] (1^{er} mai 2012).

⁸² Voir *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 7.070, 9.050, 9.060.

⁸³ *Climate Change and Emissions Management Act*, SA 2003, c C-16.7.

⁸⁴ *Climate Change and Emissions Management Act*, SA 2003, c C-16.7, art. 3.

⁸⁵ *Specified Gas Emitters Regulation*, Alta Reg 139/2007, art. 3, 4.

⁸⁶ Voir Alberta Environment, *Climate Change*, en ligne [<http://environment.alberta.ca/01855.html>] (1^{er} mai 2012).

⁸⁷ À l'égard des déversements, voir en général *Oil and Gas Conservation Act*, RSA 2000, c O-6, art. 41, *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 8.050, 8.051, 8.052, *Pipeline Act*, RSA 2000, c P-15, art. 35, 36, *Pipeline Regulation*, Alta Reg 91/2005, art. 76-79, Energy Resources Conservation Board, *Directive 058 : Oilfield Waste Management Requirements for the Upstream Petroleum Industry*, version révisée du 1 février 2008, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive071.pdf>] (1^{er} mai 2012), et Energy Resources Conservation Board, *Directive 071 : Emergency Preparedness and Response Requirements for the Petroleum*

Lorsqu'un déversement ou un bris survient à l'égard d'un puits, d'une installation ou d'un pipeline, le titulaire de licence doit en informer l'*Energy Resources Conservation Board* et prendre sur le champ les mesures de confinement et de nettoyage qui s'imposent. L'élimination des résidus provenant du déversement doit être effectuée conformément aux dispositions d'une autre directive administrative, la *Directive 058*, qui permet notamment la dispersion des résidus dans certains endroits ou parties du territoire. Le *Board* peut émettre les ordonnances requises afin d'assurer le confinement et le nettoyage du déversement et il peut aussi prendre toute mesure qu'il juge approprié dans l'intérêt public pour contrôler ou empêcher la fuite ou le reflux incontrôlé de gaz, de pétrole, d'eau ou de toute substance provenant d'une installation, d'un puits, ou d'une formation géologique forée par un puits.

2.3.6. L'aspect économique

En Alberta, l'aspect économique du développement du gaz de schiste est réglementé par plusieurs régimes statutaires. D'abord, le *Mines and Minerals Act* et ses règlements d'application établissent les redevances et taxes dues à l'État pour l'exploitation du gaz de schiste. Ensuite, 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 certaines dispositions relatives à l'utilisation commune des infrastructures nécessaires pour la production, le traitement et le transport du gaz. Ces divers régimes législatifs sont présentés sous trois thèmes : les redevances et taxes (2.3.6.1), la mise en marché (2.3.6.2), et les garanties (2.3.6.3).

2.3.6.1. Les redevances et les taxes

L'État a droit à des redevances sur tout minéral extrait en vertu de droits accordés par une entente.⁸⁸ En principe, les redevances sont calculées en fonction des quantités de minéraux extraites, et l'État est propriétaire de la portion du minéral sur laquelle portent les redevances. Cependant, une entente de concertation portant sur des minéraux appartenant à la Couronne provinciale peut prévoir des dispositions contractuelles spécifiques à l'égard des redevances nonobstant les dispositions du *Mines and Minerals Act* et de ses règlements.

Industry, version révisée du 18 novembre 2008, en ligne

[<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive071.pdf>] (1^{er} mai 2012).

⁸⁸À l'égard des redevances et taxes, voir en général *Freehold Mineral Rights Tax Act*, RSA 2000, c F-26, *Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 33-36, 103, *Natural Gas Royalty Regulation*, 2002, Alta Reg 220/2002, *Natural Gas Royalty Regulation*, 2009, Alta Reg 221/2008, *Low Productivity Well Royalty Reduction Regulation*, Alta Reg 350/1992, *Natural Gas Deep Drilling Regulation*, Alta Reg 224/2008, *Natural Gas Deep Drilling Regulation*, 2010, Alta Reg 198/2010, *New Well Royalty Regulation*, Alta Reg 32/2011, *New Well Royalty Reduction Regulation*, Alta Reg 204/2009, *New Well Royalty Regulation*, Alta Reg 32/2011, Alberta Energy, *Alberta Royalty Framework : Formulas – Natural Gas*, Effective January 1, 2011, en ligne

[<http://www.energy.alberta.ca/Org/pdfs/GASFormulas2010.pdf>] (1^{er} mai 2012), Canada's New West Partnership, *Oil and Gas Fiscal Regimes – Western Canadian Provinces and Territories*, juin 2011, p.19, Government of Alberta, *The Way Forward – Alberta Stimulates New Energy Investment, New Technologies*, 27 mai 2010, en ligne

[<http://alberta.ca/acn/201005/28441DB838B27-0336-BB5C-D5EDFEDE158ED1F6.html>] (1^{er} mai 2012), et Alberta Energy, *About Royalties - Webinar Questions and Answers*, en ligne
[http://www.energy.alberta.ca/About_Us/1907.asp#fracture] (1^{er} mai 2012).

Le régime détaillé de redevances et taxes pour l'exploitation du gaz naturel repose sur de nombreux règlements émis en vertu du *Mines and Minerals Act*. Le *Natural Gas Royalty Regulation 2009*, qui amende le régime d'un autre règlement du même nom entré en vigueur en 2002, constitue le cœur de cet ensemble réglementaire. À cette pièce maîtresse, s'ajoutent plusieurs autres règlements qui peuvent modifier l'application du régime général à l'égard de forages dans des couches géologiques profondes, de nouveaux puits, ou de puits dans des formations souterraines peu productives.

Globalement, les redevances sont calculées sur les volumes de gaz produits qui peuvent être mis en vente à la suite de leur traitement une fois que les gaz sont traités et purifiés. Aux fins de calcul des redevances, des prix de référence sont déterminés mensuellement par le *Ministry of Energy* pour chaque type de gaz produit, tel que le méthane, l'éthane et les gaz naturels plus lourds. Des taux fixant les niveaux de redevance sur les volumes produits sont ensuite établis pour chaque gaz. Les redevances varient de 5 % à 36 % pour le méthane et l'éthane, mais atteignent 40 % pour les gaz lourds (C₅₊).

Par ailleurs, plusieurs mesures sont destinées à favoriser la production gazière en limitant le niveau des redevances. Ainsi, les nouveaux puits bénéficient d'un seuil maximal de redevance de 5 % pendant 12 mois jusqu'à concurrence d'une production de 500 000 000 pi³. Les puits qui dépassent une profondeur de 2 000 m bénéficient aussi d'une limite de 5 % sur les redevances étatiques pendant les 5 années suivant la complétion du forage jusqu'à concurrence d'un seuil de production qui augmente plus le puits est profond. Plus particulièrement à l'égard du gaz obtenu à partir des forages effectués sur les formations géologiques identifiées spécifiquement comme gisements de shale par l'*Energy Resources Conservation Board*, les redevances sont plafonnées à 5 % pendant 36 mois, et cette période peut être étalée sur 5 ans advenant des interruptions temporaires de production. Les plafonds de 5 % pour les puits dans les formations de shale et les puits profonds s'appliquent concurremment, de telle sorte qu'un puits dans une formation de shale pour lequel les redevances sont plafonnées de façon continue pour 36 mois peut rester éligible au plafonnement de 5 % en vertu du programme relatif aux puits profonds pour les deux années subséquentes.

Finalement, les producteurs de gaz qui détiennent des droits sur les hydrocarbures en tenure franche sont sujets au régime de taxation prévu par le *Freehold Mineral Rights Tax Act*. Les formules de calcul des montants des taxes sont établies à partir des quantités de gaz extraites d'un puits.

2.3.6.2. La mise en marché

Les dispositions législatives relatives à la mise en marché qui sont détaillées dans la présente partie s'appliquent à un vaste réseau provincial de traitement et de transport du gaz. La structure de ce réseau se comprend en fonction des besoins de traitement du gaz brut à des fins de vente et consommation. Le gaz brut est essentiellement composé de méthane, mais contient aussi des hydrocarbures plus lourds tels que l'éthane, le propane, le butane, et les pentanes plus (C₅₊). Les hydrocarbures plus lourds sont collectivement identifiés sous le vocable de liquides de gaz naturel (*Natural Gas Liquids*).⁸⁹ Le gaz brut contient aussi des impuretés telles que le dioxyde de carbone, le sulfure d'hydrogène et l'eau. Le gaz but

⁸⁹ À ne pas confondre avec le gaz naturel liquide, qui comprend le méthane, et réfère à l'état de refroidissement au-delà duquel le gaz naturel devient liquide (-161 C°) et plus facilement transportable.

doit être traité et ses différentes composantes doivent être séparées afin d'être mises en marché à des fins de consommation spécifiques. Par exemple, les liquides de gaz naturel et les contaminants sont extraits du méthane pour que ce dernier soit acheminé sous forme purifiée à des fins de production d'énergie. Des marchés secondaires pour certains gaz parmi les liquides de gaz naturel existent aussi. Ainsi, l'éthane est extrait du gaz brut et acheminé à des fins de production d'éthylène ou d'utilisation comme solvant miscible dans les projets de récupération assistée de pétrole.

La séparation et la purification du gaz naturel et des liquides de gaz naturel sont effectuées à différents points entre l'extraction du gaz brut à la tête de puits et la consommation ou l'exportation du produit en fonction des capacités variables des divers équipements et installations de traitement et de transport implantés dans chaque région de la province. Globalement, il existe deux types d'installations de traitement des gaz en Alberta, soit les installations de traitement de terrain (*field gas processing facilities*), et les usines de traitement pour l'extraction des liquides de gaz naturel (*straddle plants*). Règle générale, les installations de terrain traitent le gaz brut afin qu'il atteigne les standards de qualité requis à des fins de transport par pipeline, et en extraient les liquides de gaz naturel les plus lourds, généralement les pentanes plus. Cependant, certaines installations de terrain plus importantes sont en mesure d'extraire les liquides de gaz naturel plus légers, tels le butane, et disposent même de la capacité de fractionner les liquides de gaz naturel en leurs différents composants si la conjoncture économique rend de telles opérations rentables. Par ailleurs, les usines de traitement pour l'extraction des liquides de gaz naturels localisées sur le trajet des principaux pipelines complètent l'extraction des liquides de gaz naturel restants, fractionnent les liquides de gaz naturel en leurs composants, et purifient ces composants. Le portrait des installations de la province est établi ainsi :

There are approximately 550 active gas processing plants in the Province of Alberta that recover NGL [Natural Gas Liquids] mix or pure products, ten processing plants that fractionate NGL mix streams and nine straddle plants. Recovery rates for field plants depend on plant design and economics and generally range from 75 to 98 percent for propane, 90 to 100 percent for butanes and 98 to 100 percent for pentanes plus. A small number of field plants also have the capability to extract ethane as a discrete product or as a C2+ mix.⁹⁰

Les droits et obligations relatifs au gaz traité et transporté par ce réseau provincial d'installations et de pipelines sont régis par des structures contractuelles complexes et disparates qui ont évolué progressivement sur plus de 50 ans. Ces structures contractuelles ont récemment fait l'objet d'une refonte.⁹¹ Compte tenu de leur nature contractuelle, de leur complexité et de leur contingence au

⁹⁰ Alberta Energy and Utilities Board, *Decision 2009-009 : Inquiry in Natural Gas Liquids (NGL) Extraction Matters*, 4 février 2009, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/decisions/2009/2009-009.pdf>] (1^{er} mai 2009). Pour une carte du réseau provincial de pipelines et d'installation, voir *ibid* p.10.

⁹¹ Voir le *Alberta System Integration Agreement*, 7 avril 2009, entre deux des plus importants opérateurs de ce système, ATCO Gas and Pipelines Ltd et NOVA Gas Transmission Ltd, de même que Alberta Utilities Commission, *Decision 2011-160 : ATCO Pipelines Contract Transition*, 20 avril 2011, en ligne [http://www.atcopipelines.com/NR/rdonlyres/7C26D9BA-D62A-4D97-A851-E93766F6F8CF/0/Decision2011160_ContractTransition.pdf] (1^{er} mai 2012), et Alberta Utilities Commission, *Decision 2010-228 : 2010-2012 Revenue Requirement Settlement and Alberta System Integration*, 27 mai 2010,

développement historique de l'industrie des hydrocarbures dans le contexte particulier de l'Alberta, le détail de ces structures de gestion ne fait pas l'objet d'une étude dans le présent travail. Seules les dispositions des lois et règlements applicables sont présentées.

La mise en marché du gaz naturel est encadrée par un ensemble de dispositions prévues par plusieurs instruments statutaires et réglementaires. D'une part, l'*Oil and Gas Conservation Act* établit un régime permettant la mise en commun des installations de collecte, de transport et de traitement des gaz afin d'éviter le dédoublement ineffectif d'équipements coûteux et de contrôler les monopoles naturels aux niveaux local ou régional. D'autre part, le *Gas Utilities Act* contient des dispositions qui permettent à l'*Alberta Utility Commission*, sous la supervision du gouvernement, de fixer le prix du gaz à toute étape entre l'extraction et la vente au détail auprès des consommateurs, bien qu'en principe le marché provincial du gaz naturel soit déréglementé depuis 1985.⁹²

- Mise en commun d'installations⁹³

En vertu de l'*Oil and Gas Conservation Act*, l'*Energy Resources Conservation Board* peut, à la suite d'une demande à cet effet, déclarer que le propriétaire d'un pipeline transportant du gaz est un transporteur commun. Un transporteur commun ne peut faire de discrimination directe ou indirecte entre les personnes pour qui il collecte, manipule, transporte, ou délivre du gaz. Il ne peut non plus favoriser le transport ou la délivrance du gaz à l'égard duquel il détient des droits ou intérêts. L'*Energy Resources Conservation Board* peut aussi déterminer les points où le transporteur commun doit collecter ou délivrer du gaz, de même que la proportion de la production gazière de chaque producteur qui doit être collectée, manipulée, transportée, ou délivrée par l'intermédiaire du pipeline. Cependant, l'*Energy Resources Conservation Board* peut libérer un transporteur commun de l'obligation de transporter le gaz d'une qualité inférieure ou d'une composition différente de celle prévue.

Lorsqu'il reçoit une demande à cet effet, l'*Energy Resources Conservation Board* peut aussi déclarer qu'une personne qui acquière, produit, ou achète du gaz à partir d'un gisement en Alberta est un acheteur commun pour ce gisement de gaz. Un acheteur commun doit acheter le gaz produit à partir du gisement et sur lequel porte une offre de vente sans faire de discrimination entre les producteurs et sans favoriser le gaz produit sur lequel il dispose de droits ou d'intérêts. Comme à l'égard des transporteurs communs, l'*Energy Resources Conservation Board* peut déterminer les points où l'acheteur commun doit collecter le gaz, de même que la proportion de la production gazière qu'il doit acheter de chaque

en ligne [<http://www.atcopipelines.com/NR/rdonlyres/7C431F38-A3EF-4C2E-8C84-7BDEA64F78B8/0/201022820102012RevenueRequirementSettlementandABSysIntegration.pdf>] (1^{er} mai 2012). Pour un point de vue doctrinal sur ces questions, voir Dave Guichon, Bernette Ho, and Robert Froehlich, « Natural Gas Liquids Extraction Rights in Alberta : An Evolving Landscape »(2010) 47 *Alberta Law Review* 347.

⁹² Voir Alberta Utilities Commission, *Alberta's Energy Market*, en ligne [<http://www.auc.ab.ca/market-oversight/albertas-energy-market/Pages/default.aspx>] (1^{er} mai 2012). À l'égard de la supervision du gouvernement, voir *Gas Utilities Act*, RSA 2000, c G-5, art. 5. Le *Public Utilities Act*, RSA 2000, c P-45, joue un rôle supplétif à l'égard des dispositions du *Gas Utilities Act* relatives aux pouvoirs de l'*Alberta Utilities Commission* par rapport à la production, vente et distribution de gaz, de même qu'aux audiences, droits d'appel, notices, significations, et règles de procédures devant l'*Alberta Utilities Commission* : *Gas Utilities Act*, RSA 2000, c G-5, art. 59, 60.

⁹³ En général, voir *Oil and Gas Conservation Act*, RSA 2000, c O-6, art. 48, 49, 51-55.

producteur. Cependant, un acheteur commun ne peut être forcé d'acheter un volume de gaz plus important que la quantité qu'il achetait avant de devenir un acheteur commun, ou de payer un tarif plus élevé que les tarifs qui le liaient avant de devenir un acheteur commun. L'*Energy Resources Conservation Board* peut libérer un acheteur commun de l'obligation d'acheter du gaz d'une qualité inférieure ou d'une composition différente de celle prévue.

Finalement, lorsqu'il reçoit une demande à cet effet, l'*Energy Resources Conservation Board* peut déclarer qu'une personne qui possède ou opère une installation de traitement de gaz à partir d'un ou plusieurs gisements en Alberta est un conditionneur commun (*common processor*). Un conditionneur commun doit traiter à son installation le gaz offert à des fins de traitement sans discrimination entre les producteurs et propriétaires de gaz, et sans favoriser le gaz sur lequel il dispose de droits ou d'intérêts. L'*Energy Resources Conservation Board* peut déterminer la quantité totale de gaz que le conditionneur commun doit traiter, et la proportion de gaz produit par chaque producteur à partir du ou des gisements couverts par le mandat de conditionneur commun. L'*Energy Resources Conservation Board* peut libérer un conditionneur commun de l'obligation de traiter du gaz d'une qualité inférieure ou d'une composition différente de celle prévue.

Lorsqu'un transporteur, acheteur ou conditionneur commun d'une part, et une personne désirant utiliser leurs services d'autre part, ne parviennent pas à s'entendre à l'égard des tarifs applicables, des procédures de résolution des disputes sont prévues par l'*Oil and Gas Conservation Act*. Dans le cas des disputes impliquant un transporteur commun, les parties peuvent présenter une demande à l'*Alberta Utilities Commission* selon les dispositions du *Public Utilities Act*. Cependant, quand la dispute implique un acheteur ou un conditionneur commun, les parties peuvent présenter une demande de résolution à l'*Alberta Utilities Commission* selon des dispositions du *Gas Utilities Act*.

- Fixation des prix⁹⁴

Le *Gas Utilities Act* s'applique notamment à tout propriétaire d'usine de traitement et de pipeline pour le gaz naturel, avant et après traitement. Dans ce contexte, la notion de pipeline couvre les canalisations de transport du gaz à partir de son point d'extraction, de même que les installations liées aux canalisations, y compris les réservoirs et stations de compression. La notion d'usine de traitement réfère aux installations qui permettent le traitement et la purification du gaz de même que l'extraction d'impuretés comme le sulfure d'hydrogène. Le champ d'application de cette loi est plus large et s'étend aux systèmes de canalisation de gaz qui permettent d'acheminer et de vendre au détail du gaz aux consommateurs, mais cet aspect du *Gas Utilities Act* n'est pas étudié compte tenu de son lien ténu avec le développement du gaz de schiste.

Le *Gas Utilities Act* prévoit que le propriétaire d'une usine de traitement ou d'un pipeline ne peut imposer des pratiques, taux, charges, ou classes de droits de péage qui sont déraisonnables, injustes,

⁹⁴En général, voir *Gas Utilities Act*, RSA 2000, c G-5, art. 1(1), 4, 6, 8-10, 12-17, 25, 35, 36-38, 40, 41, 44, 45, 52, *Gas Resources Preservation Act*, RSA 2000, c G-4, et *Gas Resources Preservation Regulation*, Alta Reg 328/200. Voir aussi les définitions de "gas", "gas utility", "gas pipeline", et "scrubbing plant" à l'article 1 du *Gas Utilities Act*. Les pipelines municipaux sont exclus du champ de cette Loi.

discriminatoires, indument préférentiels, ou arbitraires. De nouveaux taux, charges, ou droits de péage ne peuvent être imposés avant d'être autorisés par l'*Alberta Utilities Commission*. Le propriétaire d'une usine de traitement ou d'un pipeline doit aussi fournir un service adéquat, maintenir son équipement en état de ce faire, et déposer auprès de l'*Alberta Utilities Commission* toutes les informations relatives aux taux, charges, ou classes de droits de péage en vigueur pour son installation ou son pipeline.

En vertu du *Gas Utilities Act* et nonobstant toute disposition contractuelle, l'*Alberta Utilities Commission* peut, de sa propre initiative ou à la suite d'une demande à cet effet de la part d'une partie intéressée, déterminer le prix juste et raisonnable qui doit être payé pour le gaz utilisé, consommé ou stocké en Alberta, y compris le prix qui doit être payé pour le gaz brut extrait du sol à la tête de puits ou à la sortie du séparateur qui s'y trouve, pour le gaz avant sa collecte par pipeline ou en tout point d'un pipeline, et pour le gaz avant ou après son traitement. Un pouvoir similaire est accordé à l'*Alberta Utilities Commission* pour établir les taux, charges, ou classes de droits de péage imposés pour l'utilisation d'une usine de traitement ou d'un pipeline par son propriétaire, de même que pour définir la dépréciation, l'amortissement et l'épuisement à partir desquels ces taux, charges et droits de péage sont calculés.

En outre, le *Gas Utilities Act* accorde d'autres pouvoirs plus spécifiques à l'*Alberta Utilities Commission* afin de fixer le prix du gaz dans des situations particulières. Lorsque du gaz produit est collecté ou traité par son producteur, la commission peut déterminer les coûts, charges et déductions justes et raisonnables qui peuvent être soustraits par le producteur sur la valeur du gaz ou de ses composants par rapport à toute partie envers qui le producteur est débiteur à l'égard du gaz. La commission peut aussi permettre à l'opérateur d'installations de traitement de conclure un contrat avec les titulaires de droits sur le gaz produit à partir d'une zone particulière afin de fixer le prix payé par l'opérateur au titulaire pour le gaz. Finalement, lorsqu'il appert que les taux pratiqués par le propriétaire d'un pipeline ou d'une usine de traitement excèdent ce qu'il est juste et raisonnable de demander compte tenu de la qualité du gaz fourni ou du service offert, la commission peut émettre une ordonnance relative à l'amélioration du service ou de la qualité du gaz, ou la diminution des taux exigés.

Finalement, le *Gas Resources Preservation Act* met en place un régime de contrôle des activités d'exportation du gaz hors de l'Alberta. Cette loi requiert que les personnes qui procèdent à l'exportation de gaz hors de la province obtiennent un permis émis par l'*Energy Resources Conservation Board*. Le permis contient les termes et conditions que le *Board* juge appropriées, et peut déterminer les quantités de gaz exportées de même que les points à partir desquels le gaz est exporté. Le *Board* ne peut octroyer un permis à moins que ce ne soit dans l'intérêt public eu égard aux besoins futurs de gaz dans la province par rapport aux réserves et aux tendances relatives à leur exploitation.

2.3.6.3. Les garanties

Différentes garanties peuvent être requises pour assurer que les sommes dues en vertu du cadre législatif applicable au développement des ressources énergétiques de la province soient effectivement payées.⁹⁵ Ainsi, un dépôt annuel équivalent à 1/6^{ème} des redevances dues pour l'année précédente par

⁹⁵À l'égard des garanties, voir en général *Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 46.1, 86, *Natural Gas Royalty Regulation*, 2009, Alta Reg 221/2008, art. 19, *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art.

un producteur doit être fait auprès du *Ministry of Energy*. Par ailleurs, le dépôt de montants en garantie peut être requis par l'*Energy Resources Conservation Board* de la part d'un titulaire de licence dont l'évaluation des risques opérationnels ou environnementaux par rapport aux actifs disponibles n'est pas satisfaisante. L'évaluation des risques par rapport aux actifs est effectuée conformément aux dispositions de la *Directive 006*, tandis que la *Directive 068* détermine les détails techniques liés au dépôt des garanties. Les montants payés à la Couronne provinciale à titre de dépôt en vertu du *Mines and Minerals Act* ou d'une autre loi doivent être versés au Fonds du Revenu Général de la province et doivent être remboursés à la personne ayant effectué le dépôt lorsque ce dernier n'est plus requis.

2.4. La fermeture et l'abandon

En principe, la fermeture et l'abandon d'un puits, d'une installation ou d'un pipeline sont liés aux modalités et obligations régissant les licences pour chaque type d'activité.⁹⁶ L'*Energy Resources Conservation Board* peut annuler une licence si les dispositions législatives applicables ou les termes et conditions de la licence n'ont pas été respectés, ou si les travaux de forage d'un puits n'ont pas été amorcés dans les 6 mois suivant l'octroi de la licence de puits, ou si la construction d'une installation n'a pas été amorcée dans l'année suivant l'octroi de la licence d'installation. De plus, si les dispositions législatives applicables ou les termes et conditions d'une ordonnance n'ont pas été respectés, ou lorsqu'une méthode ou pratique utilisée à l'égard d'un puits, d'une installation, ou d'un équipement est inappropriée ou dangereuse, l'*Energy Resources Conservation Board* peut ordonner la fermeture et l'obturation d'un puits, ou la fermeture d'une installation. L'abandon ou la fermeture peut aussi être imposé à la suite d'un avis du *Board*, si l'opération d'un puits ou d'une installation constitue un danger pour la sécurité ou l'environnement.

Lorsque l'*Energy Resources Conservation Board* ordonne la fermeture ou l'obturation d'un puits ou la fermeture d'une installation, personne ne peut entrer ou mener des opérations sur les sites de puits ou d'installation. Des dispositions similaires sont applicables à la fermeture ou l'abandon d'un pipeline. L'abandon d'un puits, l'enlèvement de son tubage et son obturation doivent être effectués en conformité aux dispositions de la *Directive 020* émise par l'*Energy Resources Conservation Board*. Les spécifications techniques relatives à l'abandon varient selon le type de puits et la composition des formations souterraines. Des dispositions particulières visent les bouchons d'obturation, l'injection de ciment dans le puits, l'utilisation d'inhibiteurs de corrosion, la stabilisation de la pression dans le puits, et

1.100, Energy Resources Conservation Board, *Directive 006 : Licensee Liability Rating Program (LLR) Program and Licence Transfer Process*, 15 septembre 2009, en ligne

[<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive006.pdf>] (1^{er} mai 2012), et Energy Resources Conservation Board, *Directive 068 : ERCB Security Deposits*, 17 septembre 2010, en ligne

[<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/directive068.pdf>] (1^{er} mai 2012).

⁹⁶ En général, voir *Oil and Gas Conservation Act*, RSA 2000, c O-6, art. 25-27, 29, 30, 32, 44, 47, *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 3.012, 3.013, *Pipeline Act*, RSA 2000, c P-15, art. 23-27, *Pipeline Regulation*, Alta Reg 91/2005, art. 82-84, et *Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 32. Voir aussi Energy Resources Conservation Board, *Directive 020 : Well Abandonment*, version du 1^{er} juillet 2011, en ligne

[<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/directive020.pdf>] (1^{er} mai 2012), et Energy Resources Conservation Board, *Directive 056 : Energy Development Applications and Schedules*, en ligne

[<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/directive056.pdf>] (1^{er} mai 2012).

l'isolation par rapport aux eaux souterraines. Par ailleurs, lorsqu'il est fermé ou abandonné, un pipeline doit être déconnecté d'autres pipelines actifs, purgé, nettoyé, et protégé contre la corrosion, et isolé selon les normes établies par les règlements et directives administratives applicables.

De sa propre initiative ou à la suite d'une demande à cet effet, l'*Energy Resources Conservation Board* peut déterminer et attribuer les coûts de suspension, d'abandon et de restauration d'un puits ou d'une installation qui doivent être payés par le titulaire d'une licence et tout autre opérateur intéressé en proportion des droits et intérêts dont disposent ces derniers à l'égard du puits ou de l'installation. Le défaut de payer les coûts de suspension, d'abandon et de restauration d'un puits ou d'une installation entraîne l'imposition d'une pénalité équivalente à 25 % des coûts. L'abandon d'un puits ou d'une installation ne libère pas le titulaire de la licence ou un opérateur intéressé de la responsabilité et des conséquences, financières ou autres, de l'abandon.

Lorsque l'*Energy Resources Conservation Board* ordonne la fermeture ou l'obturation d'un puits ou la fermeture d'une installation, personne ne peut enlever les équipements, les installations ou le matériel qui se trouvent sur le site de puits ou d'installation tant que l'ordonnance de fermeture ou d'obturation est en vigueur. Les équipements annexes aux installations ou aux puits sous licence peuvent faire office de garantie à cet égard. Quand une entente expire, est annulée ou résiliée, la propriété des puits, des installations et des équipements liés aux puits est transférée à l'État.

2.4.1. La restauration

L'*Environmental Protection and Enhancement Act* prévoit le régime de restauration à l'égard des titulaires de licence et des opérateurs intéressés qui mènent des activités liées aux hydrocarbures sur les terrains désignés.⁹⁷ Le *Conservation and Reclamation Regulation* détaille ce régime et précise que les personnes sujettes à l'obligation de restauration doivent remettre le sol dans un état équivalent aux caractéristiques chimiques et biologiques requises pour certains usages. Les opérations de restauration doivent être conformes aux standards et codes de pratiques applicables, tels le *Code of Practice for Exploration Operations*. Un certificat de restauration est accordé lorsque les opérations sont dûment complétées.

La réglementation afférente au *Land Titles Act* prévoit aussi que le titulaire d'un bail de surface minier doit, en principe, remettre les terres sur lesquelles porte le bail dans l'équivalent de leur état initial. Le titulaire d'un tel bail peut cependant obtenir une approbation relativement à la restauration des terres publiques qui permet de varier cette obligation ou de s'y soustraire. Cette approbation s'ajoute aux dispositions de l'*Environmental Protection and Enhancement Act* à l'égard de la restauration du sol.

⁹⁷En général, voir *Environmental Protection and Enhancement Act*, RSA 2000, c E-12, art. 134-146, *Conservation and Reclamation Regulation*, Alta Reg 115/1993, art. 3, 3.1, *Public Lands Administration Regulation*, Alta Reg 187/2011, art. 21(1)(f), 23, et *Code of Practice for Exploration Operations*, en ligne [<http://canlii.ca/t/lfxb>] (1er mai 2012).

2.4.2. Les sites orphelins

L'*Oil and Gas Conservation Act* constitue un fonds pour la gestion des sites orphelins, l'*Orphan Fund*.⁹⁸ L'objet de l'*Orphan Fund* est de payer les coûts de suspension, d'abandon et de restauration des puits, installations ou sites abandonnés lorsque les travaux liés à l'abandon et la restauration de ceux-ci sont effectués par l'*Energy Resources Conservation Board* ou par une personne autorisée. L'*Orphan Fund* assume aussi le paiement des coûts de suspension, d'abandon et de restauration qui n'ont pas été payés par un opérateur intéressé lorsqu'une personne ayant effectué les travaux liés à l'abandon et la restauration a pris tous les moyens raisonnables pour recouvrir ces coûts.⁹⁹ S'il effectue un tel paiement, le *Board* est subrogé dans les droits de la personne ayant effectué les travaux à l'encontre de l'opérateur intéressé qui a fait défaut de payer les coûts d'abandon et de restauration, et ce dernier reste responsable des coûts et obligations imposés par la loi.

Pour chaque année fiscale, l'*Energy Resources Conservation Board* peut prescrire les prélèvements dus par classe de puits, d'installations ou de sites. Les prélèvements sont payables par les titulaires de licence et les opérateurs intéressés. Le montant total de ces prélèvements doit couvrir les coûts défrayés par l'*Orphan Fund* au cours de l'année fiscale et le déficit du *Fund* pour l'année précédente. L'*Oil and Gas Conservation Regulations* prévoit la formule de calcul des prélèvements payables au cours de l'année fiscale courante. Les prélèvements sont déterminés en fonction de la responsabilité potentielle encourue pour un puits, une installation ou un site, conformément à un programme d'évaluation des risques encourus par rapport aux actifs disponibles. Par ailleurs, le dépôt de montants en garantie peut être requis par l'*Energy Resources Conservation Board* de la part d'un titulaire de licence dont l'évaluation des risques par rapport aux actifs disponibles n'est pas satisfaisante.

L'*Energy Resources Conservation Board* peut désigner comme abandonné un puits, une installation, ou un site de puits ou d'installation. Le *Board* peut aussi désigner comme étant en défaut tout opérateur intéressé ou titulaire d'une licence pour une installation de traitement des gaz qui doit contribuer au paiement des coûts de suspension, d'abandon ou de restauration mais ne l'a pas fait conformément aux dispositions applicables, et ne peut être localisé, n'existe plus, ou ne dispose pas des ressources financières pour défrayer ces coûts.

⁹⁸ En général, voir *Oil and Gas Conservation Act*, RSA 2000, c O-6, art. 69-71, 73-75, *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 1.100, 16.530, et Energy Resources Conservation Board, *Directive 006 : Licensee Liability Rating Program (LLR) Program and Licence Transfer Process*, 15 septembre 2009, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive006.pdf>] (1^{er} mai 2012). La définition d'installation pour les fins du régime de l'*Orphan Fund* exclut les pipelines et les raffineries au sens du *Pipeline Act*, tandis que la définition de site de puits exclut les sites désignés comme contaminés en vertu de l'article 125 de l'*Environmental Protection and Enhancement Act* : voir *Oil and Gas Conservation Act*, RSA 2000, c O-6, art. 68.

⁹⁹ Les modalités d'un tel paiement sont prévues par l'*Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 16.541.

3. LA POPULATION

3.1. Le droit à l'information

Sous réserve des dispositions des règlements d'application du *Mines and Minerals Act*, personne n'est autorisé à communiquer des informations ou documents obtenus en vertu de cette Loi.¹⁰⁰ L'existence d'un droit d'accès à l'information sous le *Freedom of Information and Protection of Privacy Act* ne donne pas droit aux informations et documents obtenus en vertu du *Mines and Minerals Act*. En particulier, l'interdiction de communiquer tous documents ou informations relatifs à des travaux géologiques ou géophysiques obtenus en vertu du *Mines and Minerals Act* prévaut sur toute disposition du *Freedom of Information and Protection of Privacy Act* pour une période de 15 ans. De la même façon, l'interdiction de communiquer tous documents ou informations relatifs à des redevances ou au calcul des redevances prévaut sur toute disposition du *Freedom of Information and Protection of Privacy Act* pour une période de 5 ans.

Malgré l'interdiction générale, le *Ministry of Energy* peut classer comme non-confidentiels certains types d'information et de documents obtenus en vertu du *Mines and Minerals Act* ou de ses règlements, et peut autoriser l'accès systématique du public à ces documents et informations. Ainsi, l'information obtenue par le *Ministry of Energy* à l'égard d'activités d'exploration peut être communiquée au public dans les deux ans de la réception de cette information si la personne de laquelle provient l'information accorde une autorisation à cet effet, ou sans cette autorisation après la période de deux ans. Le *Ministry of Energy* peut aussi autoriser la publication d'informations et de documents obtenus en vertu du *Mines and Minerals Act* ou de ses règlements sous forme abrégée ou statistique de façon à rendre impossible l'identification de personnes dont ils proviennent. Finalement, l'*Energy Resources Conservation Board* peut rendre disponibles auprès du public certaines informations et rapports relatifs à des opérations de forage désignées comme non-confidentielles, ou des informations et rapports soumis à des audiences ou procédures ayant lieu devant le *Board*.

3.2. La consultation et la participation du public

L'*Energy Resources Conservation Act* prévoit un processus de consultation à l'égard des autorisations de développement des ressources en gaz.¹⁰¹ Ainsi, lorsque l'*Energy Resources Conservation Board* prend une décision ou émet une ordonnance ou une directive qui peut affecter négativement les droits d'un tiers, un avis à cet égard doit être donné au tiers, et la possibilité de faire des représentations en audience doit être fournie à ce dernier. Il s'agit d'un processus d'audition dont la portée est générique et qui s'applique à l'égard de toutes les décisions du *Board*, de telle sorte qu'un opérateur de l'industrie

¹⁰⁰De façon générale à l'égard du droit à l'information, voir *Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 50, *Mines and Minerals Administration Regulation*, Alta Reg 262/1997, art. 26, *Oil and Gas Conservation Regulations*, Alta Reg 151/1971, art. 12.150, 12.151, et *Exploration Regulation*, Alta Reg 284/2006, art. 13. Voir aussi Sustainable Resource Development - Lands Division, *Directive 2006-04 : Release of Program Information*, en ligne [<http://www.srd.alberta.ca/formsonlineservices/directives/documents/ED2006-04-ReleaseProgramInformation-Nov2006.pdf>] (1^{er} mai 2012).

¹⁰¹Voir *Energy Resources Conservation Act*, RSA 2000, c E-10, art. 26, 27. Les règles de procédure devant le *Board* sont prévues par le *Energy Resources Conservation Board Rules of Practice*, Alta Reg 98/2011. À l'égard des décisions du *Board* relatives à l'octroi de licences, voir plus haut la partie 2.3.1. Les autorisations administratives.

aussi bien qu'un membre du public peuvent en bénéficier. Ce processus d'audition permet effectivement à toute tierce partie d'être consultée dans la mesure où son intérêt à l'égard d'une décision est reconnu par le droit, et que la demande de projet de développement auprès du *Board* peut affecter directement et négativement cet intérêt dans les faits.¹⁰²

Ainsi, les propriétaires privés voisins d'un forage de puits de gaz faisant l'objet d'une demande d'autorisation auprès de l'*Energy Resources Conservation Board* ont droit à une audition quand leurs propriétés peuvent se situer dans le panache d'émissions atmosphériques issues du puits.¹⁰³ Par contre, lorsqu'un lieu est visé par une demande de licence ou d'autorisation à des fins de développement des ressources en gaz auprès de l'*Energy Resources Conservation Board*, la fréquentation par un individu de ce lieu à des fins récréatives ne lui permet pas de présenter une demande d'audition à moins de démontrer que les activités de développement prévues peuvent avoir un impact sur sa santé ou sécurité.¹⁰⁴

Par ailleurs, une directive administrative, la *Directive 056*, prévoit les détails de la procédure de consultation applicable aux demandes de licences et lui confère une portée plus large que ce que reflètent les dispositions légales relatives à la procédure d'avis et d'audition.¹⁰⁵ Selon cette Directive, les résidents, propriétaires immobiliers, occupants du territoire, et autorités locales dans un rayon de 1,5 km doivent être avisés d'un projet de développement d'un site de puits multiples et sont appelés à participer à des consultations. Les patrons de diffusion des panaches d'émissions atmosphériques et les rejets de sulfure d'hydrogène sont des facteurs qui influencent l'inclusion de la population avoisinant un projet de développement dans le processus de consultation.

Ce processus de consultation et d'audition au stade de l'approbation d'un projet de développement a fait l'objet d'analyses et de critiques compte tenu de l'insatisfaction grandissante du public et d'une tendance à contester plus souvent les décisions de l'*Energy Resources Conservation Board*.¹⁰⁶ Les critiques de ce processus de consultation proviennent notamment du fait que la consultation est effectuée pour la forme sans que les considérations du public ne soient réellement intégrées aux projets de développement des ressources, du fait que les promoteurs tendent à minimiser ou éviter les obligations légales de consultation et de participation, du fait que les approbations administratives peuvent ne pas correspondre à l'intérêt public, et du fait que l'intérêt requis pour participer aux consultations est trop restrictif parce qu'il vise principalement la protection de la propriété et des intérêts économiques.

¹⁰² Voir *DeneTha' First Nation c. Alberta (Energy and Utilities Board)*, 2005 ABCA 68, à l'égard du test reconnaissant l'intérêt d'un tiers à une audition.

¹⁰³ Voir *Kelly c. Alberta (Energy Resources Conservation Board)*, 2009 ABCA 349.

¹⁰⁴ Voir *Sawyer c. Alberta (Energy and Utilities Board)*, 2007 ABCA 297.

¹⁰⁵ Energy Resources Conservation Board, *Directive 056 : Energy Development Applications and Schedules*, partie 2, en ligne [<http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/directive056.pdf>] (1^{er} mai 2012)

¹⁰⁶ Voir Nickie Vlavianos, "The Issues and Challenges with Public Participation in Energy and Natural Resources Development in Alberta" (2010) 108 *Resources* 1-12, et P.A. Rowbotham, "The Growth of Public Participation in Decisions of the Energy Resources Conservation Board" (1994) 32 *Alberta Law Review* 468.

D'autres procédures de participation et de consultation sont prévues sous des régimes différents du cadre légal relatif au développement des ressources énergétiques. Le mécanisme d'évaluation des impacts environnementaux sous l'*Environmental Protection and Enhancement Act* permet une consultation du public limitée pour les personnes directement affectées par certains projets particuliers subordonnés à l'obtention d'une approbation préalable en vertu de cette Loi.¹⁰⁷ Une audience publique peut aussi avoir lieu avant l'obtention d'un certificat de l'*Office National de l'Énergie* pour la construction d'un pipeline sous juridiction fédérale lorsque des propriétaires immobiliers voisins du tracé prévu s'opposent au projet.¹⁰⁸ La consultation des communautés autochtones à l'égard des projets de développement des ressources énergétiques fait aussi l'objet d'une politique provinciale et de lignes directrices détaillées.¹⁰⁹ Les lignes directrices précisent que le *Ministry of Energy* est un intervenant important pour épauler les promoteurs qui doivent informer les communautés autochtones puis recueillir leurs commentaires lorsqu'un projet suffisamment important peut affecter les usages traditionnels de ressources par les premières nations. Néanmoins, le cadre légal fait une part congrue à la participation des communautés autochtones :

Currently, there are no specific requirements for *consultation with potentially affected Aboriginal communities* in any of the statutes pursuant to which oil and gas resources are disposed of and developed. There are, however, some legislative requirements for *public notification and consultation*, which may be and have been used by Aboriginal communities to bring their concerns to the attention of decision-makers and regulators. [...] There are no *statutory* requirements for applicants to consult the public or affected parties before filing their applications. However, public consultation is required under guidelines developed jointly by the EUB and Alberta Environment. The Board has stated that the public consultation requirements (now termed "participant involvement") outlined in Directive 56 are minimum requirements that in some circumstances should be exceeded. [...] Three recent decisions, all of which were appealed to the Alberta Court of Appeal, suggest that First Nations may experience some difficulty in bringing themselves within the EUB's

¹⁰⁷ *Environmental Protection and Enhancement Act*, RSA 2000, c E-12, art. 40(d), 41, 43, 44(6), 46, *Environmental Assessment (Mandatory and Exempted Activities) Regulation*, Alta Reg 111/1993, et *Environmental Assessment Regulation*, Alta Reg 112/1993. Le forage de puits d'extraction de gaz et les installations de traitement dont la capacité d'émission d'oxyde d'hydrogène est inférieure à 384 kg/jour sont soustraits à la procédure d'évaluation des impacts environnementaux.

¹⁰⁸ *Loi sur l'Office national de l'énergie*, LRC 1985, c N-7, art. 34-36.

¹⁰⁹ Voir *Government of Alberta's First Nations Consultation Policy on Land Management and Resource Development*, 16 mai 2005, en ligne [http://www.aboriginal.alberta.ca/documents/Policy_APPROVED-May16.pdf] (1^{er} mai 2012), et *First Nations Consultation Guidelines on Land Management and Resource Development*, version révisée du 14 novembre 2007, en ligne [http://www.aboriginal.alberta.ca/documents/First_Nations_and_Metis_Relations/First_Nations_Consultation_Guidelines_LM_RD.pdf] (1^{er} mai 2012). Notons que dans un article antérieur à ces documents, le caractère adéquat des consultations à l'égard des communautés autochtones était remis en question. Selon Deborah Szatylo, "Recognition and Reconciliation : An Alberta Fact or Fiction? The Duty to Consult in Alberta and the Impact on the Oil and Gas Industry" (2002) 1 *Indigenous Law Journal* 201, §64 : "The oil and gas industry should not rely on what is required or not required by the legislation in Alberta when getting project approval or conducting their day-to-day business when Aboriginal interests may be involved. Industry can depend on neither the provincial government nor the courts to provide them with certainty or security of their investments anytime soon. Companies should develop their own strategies to be proactively involved with the Aboriginal community."

standing rules. In all three cases, the EUB had concluded that the First Nations had not established standing, because they had either failed to establish that they had a legally recognized interest, or they had not established the potential for direct and adverse impacts.¹¹⁰

3.3. Les recours

Le droit albertain reconnaît un certain nombre de recours privés de droit commun, de la même façon que le *Code Civil du Québec* accorde des recours en responsabilité civile ou pour troubles de voisinage. Parmi les recours de droit commun se trouvent des causes d'action permettant de compenser les dommages subis par des personnes ou des biens. Ces causes d'action sont généralement pertinentes lorsque la dégradation de l'environnement affecte la santé d'une personne ou sa capacité à jouir de ses biens. Dans la mesure où le droit commun des recours privés en vigueur au Québec est exclu du processus de réforme légale qui pourrait être mené à la suite de l'évaluation environnementale stratégique, il n'apparaît pas pertinent d'étudier les recours de droit commun en Alberta. Cette partie présente exclusivement les recours statutaires accordés à des personnes par des lois et règlements qui traitent spécifiquement de la gestion des hydrocarbures. D'autres recours statutaires prévus par des lois afférentes à la gestion des ressources naturelles peuvent être pertinents mais ne justifient pas une étude détaillée. Ainsi en est-il du recours accordé aux occupants ou propriétaires d'un terrain adjacent à une source d'eau par le *Water Act* à l'encontre des prélèvements en eau qui ne sont pas dûment autorisés par une approbation ou une licence sous cette Loi.¹¹¹ De même, l'*Environmental Protection and Enhancement Act* établit un mécanisme d'appel devant un tribunal administratif, l'*Environmental Appeal Board*, qui permet la contestation d'une approbation d'activité polluante soumise à cette Loi par ceux qui disposent d'un intérêt légal pour ce faire et qui ont soumis un avis d'opposition à la demande d'approbation.¹¹²

Le cadre législatif qui régit le développement des ressources énergétiques de l'Alberta contient de nombreuses dispositions permettant à l'État d'intenter des recours afin de forcer le respect des normes applicables. Par exemple, si une personne exploite les minéraux appartenant à la Couronne provinciale sans y être autorisé conformément aux dispositions du *Mines and Minerals Act*, le *Ministry of Energy* peut émettre une ordonnance afin de saisir les installations et équipements utilisés pour l'exploitation illégale et d'en transférer à la Couronne provinciale la propriété libre de toute charge.¹¹³ Par ailleurs, les recours accordés à la Couronne provinciale par le *Mine and Minerals Act* ou par une entente conclue

¹¹⁰Verónica Potes, Monique Passelac-Ross et Nigel Bankes, "Oil and Gas Development and the Crown's Duty to Consult: A Critical Analysis of Alberta's Consultation Policy and Practice", Paper No14 of the Alberta Energy Futures Project, Institute for Sustainable Energy, Environment and Economy, p.22 et suivantes, en ligne [<http://www.ucalgary.ca/files/iseee/ABEnergyFutures-14.pdf>] (1^{er} juin 2012). Voir aussi Heather Treacy, Tara Campbell et Jamie Dickson, "The Current State of the Law in Canada on Crown Obligations to Consult and Accommodate Aboriginal Interests in Resource Development" (2007) 44 *Alberta Law Review* 571, ¶138-153.

¹¹¹Voir *Water Act*, RSA 2000, c W-3, art. 22(2), 153, 155.

¹¹²Voir *Environmental Protection and Enhancement Act*, RSA 2000, c E-12 art. 72, 73, 90-98, et *Environmental Appeal Board Regulation*, Alta Reg 114/1993

¹¹³*Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 54(2.1).

sous cette loi n'affectent aucunement tout autre recours dont la Couronne provinciale dispose par ailleurs à l'égard de ses droits sur les minéraux et réservoirs souterrains dans le domaine public.¹¹⁴

Cependant, les recours dont dispose la population en vertu du régime législatif encadrant le développement des ressources énergétiques de la province sont limités. Certaines dispositions spécifiques restreignent même les recours de droit commun des particuliers. Ainsi, les recours en injonction prohibitive ou mandatoire sont irrecevables à l'égard des actes requis pour mener à bien, conformément aux conditions déterminées par l'*Energy Resources Conservation Board*, les projets autorisés de récupération assistée, de traitement ou de stockage souterrain de gaz, de collecte, stockage ou disposition d'eau de production, de stockage ou disposition de tout fluide ou substance dans une formation souterraine par un puits.¹¹⁵ Néanmoins, certaines dispositions statutaires prévoient de tels recours à l'égard de questions particulières relatives au droit d'entrée (3.3.1 et 3.3.2) et aux autorisations de développement des ressources (3.3.3).

3.3.1. Les conflits relatifs au droit d'entrée à des fins d'exploration

L'*Exploration Dispute Resolution Regulation* prévoit des mécanismes de résolution de certains conflits à l'égard du droit d'entrée aux fins d'exploration sur les terres du domaine public qui sont utilisées à des fins agricoles.¹¹⁶ Ce Règlement institue deux mécanismes de résolution des conflits : le premier vise les cas où une personne qui désire mener des activités d'exploration ne parvient pas à obtenir le consentement de l'occupant des terres publiques à des fins agricoles, et les cas où l'occupant des terres publiques à des fins agricoles doit obtenir compensation; le deuxième vise toutes les autres questions entre le titulaire d'une approbation d'exploration et l'occupant des terres du domaine public à des fins agricoles.

Dans le premier cas, lorsque le titulaire d'un bail agricole sur des terres du domaine public faisant l'objet d'une approbation d'exploration refuse de consentir à l'entrée du titulaire de l'approbation sur les terres, ce dernier peut soumettre au *Surface Rights Board* une demande pour l'obtention d'une ordonnance d'entrée. Le titulaire d'un bail agricole sur des terres du domaine public et le titulaire d'une approbation d'exploration peuvent aussi soumettre au *Surface Rights Board* une demande pour déterminer le montant de la compensation due au titulaire du bail agricole. Une telle demande peut notamment porter sur les pertes ou dommages causés par la destruction des récoltes, des bestiaux, des bâtiments de ferme ou des pâturages, de même que par la perte de l'usage des sources d'eau à des fins agricoles. Lorsqu'il reçoit une demande portant sur le montant d'une compensation, le *Surface Rights Board* doit considérer la nature des activités d'exploration, la surface des terres agricoles occupées par les activités d'exploration, la durée de ces activités, le degré de dérangement dû aux activités d'exploration, et les compensations accordées dans des circonstances similaires. Les dispositions procédurales du *Surface Rights Act* s'appliquent à de telles demandes, *mutatis mutandis*. Les

¹¹⁴ *Mines and Minerals Act*, RSA 2000, c M-17, art. 46.

¹¹⁵ *Oil and Gas Conservation Act*, RSA 2000, c O-6, art. 40. À l'égard des autorisations de projets, voir plus haut la partie 2.3.1. Les autorisations administratives.

¹¹⁶ En général, voir *Exploration Dispute Resolution Regulation*, Alta Reg 227/2003. À l'égard du droit d'entrée à des fins d'exploration, voir plus haut la partie 2.2.2. Le droit d'entrée.

ordonnances rendues par le *Surface Rights Board* doivent être conformes aux termes et conditions de l'approbation d'exploration.

Dans le deuxième cas, le titulaire d'une approbation d'exploration ou le titulaire d'un bail agricole sur les terres du domaine public qui font l'objet de l'approbation peuvent, à tout moment avant l'entrée du titulaire de l'approbation sur les terres agricoles, soumettre par écrit une requête à un agent de règlement des disputes locales pour l'étude de toute question reliée aux opérations d'exploration ou à l'usage des terres. La requête doit être faite par écrit, être dûment signifiée, et indiquer le remède recherché. L'agent de règlement des disputes locales dispose du pouvoir de rendre une décision à l'égard de la question soulevée par la requête.

Le titulaire de l'approbation d'exploration ou le titulaire du bail agricole peuvent ensuite requérir que la décision de l'agent de règlement des disputes locales soit révisée par le *Provincial Exploration Review Committee*, un tribunal administratif en vertu de l'*Exploration Dispute Resolution Regulation*. La requête doit être faite par écrit dans les 7 jours de l'avis de décision de l'agent de règlement des disputes locales, être dûment signifiée, et indiquer le motif de la révision. La présentation d'une requête au *Provincial Exploration Review Committee* ne suspend pas l'effet de la décision de l'agent de règlement des disputes locales. Les pouvoirs décisionnels du *Provincial Exploration Review Committee* sont larges, et la décision du *Committee* lie les titulaires de l'approbation d'exploration et du bail agricole.

3.3.2. Les conflits relatifs au droit d'entrée à des fins d'exploitation

Le *Surface Rights Act* prévoit quelques possibilités de recours à l'égard d'une ordonnance d'entrée ou d'une ordonnance de compensation.¹¹⁷

Lorsque le *Surface Rights Board* reçoit une application de la part d'un opérateur qui veut obtenir une ordonnance d'entrée, le propriétaire ou occupant du terrain visé par le droit d'entrée est avisé de la soumission d'une application et peut y faire une objection. Si tel est le cas, le *Surface Rights Board* peut tenir une audition au moment et au lieu de son choix.

Par ailleurs, lorsqu'il émet une ordonnance d'entrée, le *Surface Rights Board* doit tenir des délibérations afin de déterminer le montant de la compensation à laquelle l'ordonnance donne droit, de même que les personnes qui ont droit à cette compensation. Le propriétaire ou l'occupant d'un terrain faisant l'objet de l'ordonnance d'entrée peut être partie aux délibérations relatives à la compensation, délibérations dont les procédures sont prévues par les règles que le *Surface Rights Board* indique. Une fois la compensation déterminée par le *Surface Rights Board*, la décision du *Board* peut faire l'objet d'un appel de la part du propriétaire ou de l'occupant du terrain devant la Cour supérieure de l'Alberta. L'appel peut porter sur le montant de la compensation ou l'identité des personnes à qui la compensation est due. La compensation peut aussi faire l'objet d'une révision demandée par le propriétaire ou l'occupant du terrain à partir de la 4^{ème} année de l'exercice du droit d'entrée.

¹¹⁷En général, voir *Surface Rights Act*, RSA 2000, c S-24, art. 15(4), 15(5), 23, 26, 27, 30, et *Surface Rights Board, Rules*, en ligne [http://www.surfacerights.gov.ab.ca/Content_Files/Files/SURFACERIGHTSBOARDRules.pdf] (1^{er} mai 2012). À l'égard du droit d'entrée à des fins d'exploitation, voir plus haut la partie 2.3.2. Le droit d'entrée.

Finalement, le *Surface Rights Board* a compétence pour émettre des ordonnances à l'égard d'une dispute entre l'opérateur disposant d'un droit d'entrée et le propriétaire ou occupant d'un terrain relativement au montant de la compensation due à la suite de dommages causés par l'opérateur. La compétence du *Surface Rights Board* n'excède pas 25 000 \$, et la compensation recherchée peut avoir trait à des dommages au terrain, aux bestiaux, aux biens du propriétaire ou de l'occupant, ou aux troubles et inconvénients subis par le propriétaire ou l'occupant.

3.3.3. Les conflits relatifs aux autorisations de développement

Une personne dont les droits sont affectés par une décision de l'*Energy Resources Conservation Board* à l'égard du développement des ressources en gaz, tel l'octroi d'une licence de puits, peut requérir que le *Board* révisé, annule ou change cette décision.¹¹⁸ Les décisions de l'*Energy Resources Conservation Board* peuvent être portées en appel devant la Cour d'appel de l'Alberta.¹¹⁹ L'appel doit être interjeté dans un délai de 30 jours de la décision du *Board*, et ne peut viser que les questions de droit et de compétence sur la base d'arguments sérieux.¹²⁰

CONCLUSION

L'exploitation du gaz de schiste en Alberta en est encore à ses débuts. Cependant, d'autres activités extractives de nature similaire sont amorcées depuis plusieurs années et font appel à des moyens techniques apparentés à ceux utilisés pour les gaz de schiste. Le cadre législatif applicable à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste est très détaillé et constitue un régime mature qui offre des pistes de réflexion pour le développement du droit statutaire Québécois en la matière. Plus particulièrement, les faits saillants suivants peuvent enrichir la réflexion :

- **Fragmentation législative** : le cadre législatif et réglementaire applicable aux activités de développement et d'exploitation 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; le droit d'entrée selon que les activités de développement des hydrocarbures soient liées à l'exploration ou l'exploitation; l'extraction, le transport, la mise en marché et l'exportation du gaz, etc.
- **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 des 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

¹¹⁸ *Energy Resources Conservation Act*, RSA 2000, c E-10, art. 39-41. L'intérêt pour présenter une telle demande est similaire à celui dont doit disposer la personne qui requiert une audience devant le *Board* : voir plus haut la partie 3.2. La consultation et la participation, et plus particulièrement *supra* note 103. À l'égard des autorisations pour exploiter les gaz de schiste octroyées par l'*Energy Conservation Board*, voir plus haut la partie 2.2.1. Les autorisations administratives.

¹¹⁹ La décision du *Board* d'octroyer une licence de pipeline est sans appel : *Pipeline Act*, RSA 2000, c P-15, art. 15.

¹²⁰ Voir *Talisman Energy Inc c. Energy Resources Conservation Board*, 2010 ABCA 258, *Sawyer c. Alberta (Energy and Utilities Board)*, 2007 ABCA 297, et *ATCO Midstream Ltd c. Alberta (Energy Resources Conservation Board)*, 2008 ABCA 231.

processus de régulation simplifié et plus efficace » a avorté en 2008. Une nouvelle tentative d'intégration semble désormais envisagée.

- **Division des titres** : Les titres sur les minéraux et hydrocarbures peuvent être la propriété d'intérêts privés. Les droits portant sur les minéraux et hydrocarbures en sous-sol et sur la surface du sol font généralement l'objet d'une division claire en droit. La province dispose des titres sur plus de 80 % des minéraux et hydrocarbures en sous-sol, et sur à peu près 60 % de la surface du territoire albertain.
- **Droit d'entrée prioritaire** : Priorité est généralement accordée au droit d'entrée sur des terrains privés et sur les terres de l'État, qu'elles soient occupées ou non, afin d'explorer et d'exploiter les hydrocarbures. Les titulaires de droits et intérêts sur la surface du sol disposent de possibilités limitées de s'opposer au droit d'entrée, et le régime légal favorise leur compensation monétaire plutôt que la possibilité de refuser l'entrée. Cependant, un projet de loi, le *Bill 6 – Property Rights Advocate Act*, prévoit des recours accrus pour les propriétaires immobiliers à l'égard des projets de développement des ressources énergétiques, et le *Land Assembly Project Area Act* doit être amendé afin de leur accorder des compensations monétaires.¹²¹
- **Exploitation commune** : Le cadre législatif contient plusieurs dispositions qui permettent la mise en commun de droits ou d'opérations d'exploitation sur les ressources afin d'éviter l'extraction désordonnée et sous-optimale des gaz. De telles dispositions peuvent être requises afin, entre autres, d'éviter les effets de la règle du captage.
- **Volet économique détaillé** : Malgré l'intention affirmée de déréglementer les activités liées aux hydrocarbures, le cadre légal régissant l'aspect économique du développement des ressources énergétiques est très détaillé et 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.
- **Consultation restreintes** : Les procédures de consultation sont généralement peu détaillées et semblent limiter la participation de la population au processus de prise de décision à l'égard du développement des hydrocarbures. Le processus de consultation à l'égard des autorisations de développement des ressources en gaz émises par l'*Energy Resources Conservation Act* est généralement restreint aux occupants du territoire et propriétaires immobiliers voisins du projet de développement. Le processus d'évaluation des impacts environnementaux sous l'*Environmental Protection and Enhancement Act* laisse une place limitée à la consultation du public.

¹²¹ Voir Government of Alberta, *News Release - Province to create a Property Rights Advocate*, 22 février 2012, en ligne [<http://alberta.ca/acn/201202/31985A7209AD2-CB2F-4176-BB27E9CE5A3B6428.html>] (1^{er} mai 2012), et Government of Alberta, *Property Task Force Report – Government Response*, 21 février 2012, en ligne [<http://alberta.ca/PropertyRights/assets/Government%20Response%20FINAL%20Feb%202012.pdf>] (1^{er} mai 2012).

- **Transparence limitée :** L'accès de la population à l'information relative aux projets de développement et d'exploitation des hydrocarbures est presque inexistant. Globalement, les informations relatives aux activités de l'industrie sont confidentielles. Cette règle fait l'objet d'exceptions très restreintes et le régime général d'accès à l'information ne s'applique pas.
- **Fracturation hydraulique acceptée :** Le cadre législatif contient peu de dispositions contrôlant les opérations de fracturation hydraulique. De telles opérations sont menées depuis de nombreuses années pour les forages verticaux, et peuvent prendre place dans des gisements proches de la surface du sol et de puits d'alimentation en eau potable. Le public n'a pas accès aux informations à l'égard des fluides de fracturation.

En somme, le régime juridique albertain à l'égard du gaz de schiste accorde la priorité au développement de la ressource. Ce régime est complexe et ses formes dépendent d'un long processus d'évolution législative particulier à cette province.