



Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste

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

COLOMBIE BRITANNIQUE

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 Colombie-Britannique. 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

COLOMBIE-BRITANNIQUE

TABLE DES MATIÈRES

Introduction	1
1. L'administration publique	1
1.1. Le cadre général	1
1.1.1. Les orientations sectorielles	1
1.1.1.1. Les joueurs principaux	1
1.1.1.2. Le cadre réglementaire	3
1.1.2. Les orientations territoriales	3
1.1.2.1. Le territoire agricole	3
1.1.2.2. Les habitats naturels	5
1.2. Les orientations gouvernementales	6
1.2.1. La stratégie énergétique	6
1.2.2. La stratégie pour le gaz naturel	8
2. L'industrie	9
2.1. L'appropriation des droits sur la ressource	10
2.1.1. La propriété de l'État	10
2.1.2. L'acquisition des droits	12
2.1.2.1. Le processus d'enchère	12
2.1.2.2. Les principaux types de titre	12
2.1.2.3. La dimension territoriale des principaux titres	14
2.1.2.4. Les titres secondaires	15
2.2. L'exploration	15
2.2.1. Les permis	16
2.2.2. Le droit d'entrée	17
2.2.3. L'exploration géophysique	19
2.3. L'exploitation	21
2.3.1. La réglementation des activités	21
2.3.1.1. Les puits	21
2.3.1.2. Les pipelines	23
2.3.1.3. Les réservoirs souterrains	24
2.3.1.4. Les routes	25

2.3.2. L'aspect environnemental	25
2.3.2.1. L'eau	27
2.3.2.2. L'air	31
2.3.2.3. Les déversements	33
2.3.4. L'aspect économique	34
2.3.4.1. Les garanties	34
2.3.4.2. Les redevances	35
2.3.4.3. Les autochtones	35
2.4. La fermeture et l'abandon	36
2.4.1. La fin des activités	37
2.4.2. La restauration	37
2.4.3. Les sites orphelins	40
3. La population	41
3.1. Le droit d'accès à l'information	41
3.2. La consultation et la participation du public	42
3.2.1. Les autorisations d'activités liées aux hydrocarbures	42
3.2.2. La restauration des sites contaminés	44
3.2.3. Les autochtones	44
3.2.4. L'évaluation des impacts environnementaux	45
3.3. Les recours	46
3.3.1. L'opposition au permis d'activités liées aux hydrocarbures	47
3.3.2. L'opposition au droit d'entrée	47
3.3.3. L'utilisation de l'eau	48
Conclusion	49

INTRODUCTION

L'exploitation des gaz de schiste en Colombie-Britannique est encore à ses débuts.¹ Les dépôts de gaz de schiste les plus importants sont situés au Nord-Est de la province, aux frontières de l'Alberta et du Yukon. Il s'agit des gisements des bassins de Horn River, de Laird, de Cordova, et de Montney.² Les ressources en place dans ces gisements sont estimées à plus de 250 Tcf. D'autres types d'activités extractives de nature similaire sont amorcés depuis plusieurs années, dont l'exploitation des gaz de réservoir compact (*Tight Gas*) et du gaz sur lit de charbon (*Coal Bed Methane*), qui 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 des gaz de schiste a récemment été révisé et constitue un régime mature qui offre des pistes de réflexion pour le développement du droit statutaire Québécois en la matière.

Il n'existe pas de version française des lois et règlements de Colombie-Britannique. 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 set règlements applicables.

1. L'ADMINISTRATION PUBLIQUE

1.1. Le cadre général

1.1.1. Les orientations sectorielles

1.1.1.1. Les joueurs principaux

En Colombie-Britannique, les activités liées à l'exploitation du pétrole et du gaz sont placées sous la responsabilité et la supervision de la *BC Oil and Gas Commission*, une corporation de la Couronne.³ L'*Oil and Gas Commission* a pour objet de gérer les activités liées aux hydrocarbures selon des pratiques sécuritaires et efficaces dans une optique de développement durable participatif tout en conservant les ressources de la province. L'*Oil and Gas Commission* agit comme autorité réglementaire unique afin d'accroître l'efficacité et l'efficacé du cadre de gestion à l'égard des questions touchant l'industrie, les premières nations, les communautés et autres parties prenantes, en lien avec l'occupation du territoire,

¹ Voici 8 ans, l'*Oil and Gas Commission* indiquait que la viabilité économique de l'exploitation des gaz de schiste en Colombie-Britannique n'était pas encore démontrée, et que des projets expérimentaux visant à tester la technologie d'extraction seraient considérés: Oil and Gas Commission, *Section 100 Status for Shale Gas Projects*, Information Letter #OGC 04-02, 10 novembre 2004, en ligne :

[<http://www.bcogc.ca/documents/informationletters/OGC%2004-32%20Status%20for%20Shale%20Gas%20Projects.pdf>] (1^{er} mars 2012).

² Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, *British Columbia Natural Gas and Petroleum - Yours to Explore 2010* (Victoria: Colombie-Britannique, 2010) p.16-17, en ligne [<http://www.empr.gov.bc.ca/OG/oilandgas/royalties/infdevcredit/Documents/YourstoExplore18Mar2010web.pdf>] (1^{er} mars 2012). Des cartes des gisements des autres types de ressources en hydrocarbures sont aussi disponibles dans ce document.

³ L'*Oil and Gas Commission* a été créée en vertu du *Oil and Gas Commission Act*, SBC 1998, c 39. Depuis l'entrée en vigueur de *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, par l'effet du OIC 595/2010, les statuts et pouvoirs de la *Commission* sont déterminés par les dispositions de cette dernière loi.

les prélèvements en eau, l'exploitation des forêts, et le patrimoine commun.⁴ Une entente entre l'*Oil and Gas Commission* et 3 ministères provinciaux, le *Ministry of Environment*, le *Ministry of Energy*, et le *Ministry of Agriculture and Lands*, formalise le rôle prépondérant joué par l'agence.⁵

Malgré la prépondérance de l'*Oil and Gas Commission*, le *Ministry of Energy* joue aussi un rôle à l'égard du gaz de schiste. Sous réserve des pouvoirs délégués à l'*Oil and Gas Commission*, le *Ministry of Energy* administre et gère les questions relatives à l'énergie, les ressources minérales et le pétrole.⁶ Pour ce faire, le *Ministry of Energy* a le pouvoir de réglementer les activités minières et contrôler les ressources énergétiques, de même que de développer des politiques, stratégies, objectifs, lignes directrices et autres standards à l'égard des ressources énergétiques, minérales et pétrolières. Le *Ministry of Energy* a aussi le pouvoir de dépenser pour la construction ou la réparation d'infrastructures routières servant au développement des ressources énergétiques, de même que le pouvoir d'établir et d'administrer un système de recouvrement des coûts pour l'utilisation de telles infrastructures routières servant aux activités minières ou énergétiques.⁷

Le ***Ministry of Environment*** administre et gère les questions relatives à l'environnement.⁸ Le *Ministry of Environment* a le pouvoir de publier des plans de gestion environnementale pour des zones spécifiques du territoire provincial qui peuvent inclure des mesures liées à la conservation des sols, à la gestion des contaminants, déchets et résidus, à la gestion des ressources en eau, et à la gestion de la faune. Plus particulièrement à l'égard des activités liées aux gaz de schiste, le *Ministry of Environment* conserve certains pouvoirs d'autorisation et de supervision relativement à la décontamination des sites d'exploitation et au prélèvement de l'eau. Finalement, le processus d'évaluation des impacts environnementaux est placé sous la responsabilité du ***BC Environmental Assessment Office***.⁹

⁴ Il s'agit du concept de "single-window regulator". La commission exerce les pouvoirs administratifs des autres agences gouvernementales sous d'autres lois lorsque ces pouvoirs portent sur la gestion des hydrocarbures : *Oil and Gas Commission Act*, SBC 1998, c 39, art. 8, 9.

⁵ *Provincial Sub-Agreement Memorandum of Understanding between the Oil and Gas Commission, Ministry of Environment, Ministry of Agriculture and Lands and the Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources*, juillet-août 2008, en ligne [<http://www.bcogc.ca/documents/newsreleases/Archives/MOU%20OGC%20MoE%20MAL%20MEMPR.pdf>] (1^{er} mars 2012).

⁶ *Ministry of Energy and Mines Act*, RSBC 1996, c 298, art. 4, 5, 7.

⁷ *Ministry of Energy and Mines Act*, RSBC 1996, c 298, art. 13.1, et *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 3.

⁸ Voir *Ministry of Environment Act*, RSBC 1996, c 299, art. 4, et *Environmental Management Act*, SBC 2003, c 53, art. 5(b) et 5(e), 5(f).

⁹ Voir *Environmental Assessment Act*, SBC 2002, c 43, *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, LC 1992, c 37, *Loi sur l'Office national de l'énergie*, LRC 1985, c N-7, et *Ministry of Energy and Mines, British Columbia's Natural Gas Strategy: Fuelling B.C.'s Economy for the Next Decade and Beyond* (Victoria : British Columbia, 2012) p.14-15. Voir plus bas la partie 3.2.4. L'évaluation des impacts environnementaux. Des accords d'entente entre la Colombie-Britannique et le gouvernement fédéral à propos des évaluations environnementales sont disponibles en ligne [<http://www.eao.gov.bc.ca/MOUs%20and%20agreements.html>] et [<http://www.ceaa-acee.gc.ca/default.asp?lang=En&n=EA76AACC-1>] (1^{er} mars 2012).

1.1.1.2. Le cadre réglementaire

Jusqu'en octobre 2010, le *Petroleum and Natural Gas Act* constituait le principal cadre législatif applicable aux gaz de schistes en Colombie-Britannique.¹⁰ Depuis cette date, le domaine d'application du *Petroleum and Natrual Gas Act* a été limité par l'entrée en vigueur de l'*Oil and Gas Activities Act*. Désormais, le *Petroleum and Natrual Gas Act* régit l'appropriation des droits sur les ressources en hydrocarbures, tandis que l'*Oil and Gas Activities Act* et ses règlements régissent la plupart des activités d'exploration, d'exploitation et de fermeture des sites de production des gaz de schiste.

Certains régimes statutaires ont un impact sur l'aspect territorial de la gestion des activités liées aux gaz de schiste. Le *Land Act* contient plusieurs dispositions qui encadrent l'allocation des titres sur les terres du domaine de l'État afin de permettre des activités indirectement liées au développement des hydrocarbures mais néanmoins essentielles à l'exploitation des gaz de schiste, telles l'installation de lignes électriques qui peuvent alimenter les équipements d'extraction et de production.¹¹ Le *Land Title Act* joue aussi un rôle à l'égard de la possession et de l'utilisation du sol.¹² Cette loi régit 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 des gaz de schiste liés à l'environnement et la gestion des ressources naturelles. L'*Environmental Management Act* établit le principal cadre légal de protection de l'environnement en Colombie-Britannique.¹³ 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 des gaz de schiste et des émissions de l'industrie dans l'atmosphère. Par ailleurs, le *Water Act* établit de cadre d'allocation des ressources hydriques par le biais d'un régime d'autorisation qui régit les prélèvements effectués à des fins de développement des gaz de schiste.¹⁴

1.1.2. Les orientations territoriales

1.1.2.1. Le territoire agricole

L'*Agricultural Land Commission Act* crée un régime de zonage pour la gestion des terres agricoles de la province.¹⁵ La *Provincial Agricultural Land Commission* établie sous cette loi est chargée de protéger les terres agricoles désignées, et d'encourager les pratiques agricoles en harmonie avec les autres usages du territoire. L'*Agricultural Land Commission Act* a un statut particulier en matière de gestion du territoire.¹⁶ Cette loi prime sur la réglementation des autorités locales ou des communautés des premières nations, et sur les régimes statutaires à l'exception du régime instauré par l'*Environmental Management Act*.

¹⁰ *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361.

¹¹ *Land Act*, RSBC 1996, c 245. Voir aussi plus bas, notamment la partie 2.1.2.4. Les titres secondaires.

¹² *Land Title Act*, RSBC 1996, c 250.

¹³ *Environmental Management Act*, SBC 2003, c 53. Voir plus bas les partie 2.3.2.2. L'air et 2.4.2. La restauration.

¹⁴ *Water Act*, RSBC 1996, c 483. Voir plus bas la partie 2.3.2.1. L'eau.

¹⁵ *Agricultural Land Commission Act*, SBC 2002, c 36. Seulement 3% du territoire provincial est cultivable.

¹⁶ *Interpretation Act*, RSBC 1996, c 238, art. 14, *Agricultural Land Commission Act*, SBC 2002, c 36, art. 2, 3, 46, et *Agricultural Land Commission, Coal Exploration & Extraction in the Agricultural Land Reserve (ALR), Information Bulletin*, en ligne

[<http://www.alc.gov.bc.ca/Information%20Bulletins/Coal%20Exploration%20and%20Extraction%20Info%20Bulletin%202006.pdf>] (1^{er} mars 2012).

Ainsi, les activités minières d'exploration et d'extraction du charbon sont soumises à l'autorisation de l'*Agricultural Commission*.

En principe, le lotissement de même que l'utilisation des terres agricoles désignées à des fins autres qu'agricoles sont interdits, sous réserve de certaines exceptions.¹⁷ Cependant, le propriétaire d'une terre agricole désignée, et le titulaire d'un droit d'accès à une terre agricole désignée en vertu du *Petroleum and Natural Gas Act*, du *Mining Right of Way Act*, ou du *Mineral Tenure Act*, peuvent présenter une demande d'utilisation de la terre à toute autre fin qu'agricole à la *Agricultural Commission*. Les demandes d'exclusion, de changement d'usage et de lotissement sont sujettes à un processus de notification. L'*Agricultural Commission* peut refuser ou accepter, selon les conditions qu'elle juge appropriées, la demande qui lui est présentée.

Certains aspects de l'*Agricultural Land Commission Act* ont une importance particulière à l'égard du gaz de schiste. L'*Agricultural Commission* peut déléguer son pouvoir de traiter les demandes d'exclusion, de changement d'usage ou de lotissement à une agence gouvernementale. Or, une partie des terres agricoles désignées se situent dans le Nord-Est de la province, où se trouvent aussi les gisements de gaz. Dans un contexte d'exploitation gazière intensive, l'*Agricultural Commission* a effectivement délégué à l'*Oil and Gas Commission*, depuis 2004, la gestion des demandes relatives aux gaz de schiste touchant des terres agricoles dans le Nord-Est de la province par le biais d'une entente, le *Delegation Agreement*, dont la plus récente version date de 2010.¹⁸

En vertu du *Delegation Agreement*, différents types de projet d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures sont soit: 1) soumis à l'autorisation de l'*Oil and Gas Commission*; 2) restent soumis à l'autorisation de l'*Agricultural Commission*; 3) ou sont exemptés de l'autorisation de changement d'usage du territoire agricole.¹⁹ De 2006 à 2008, l'*Oil and Gas Commission* a traité en vertu du *Delegation Agreement* 2 300 demandes qui auraient autrement été adressées à l'*Agricultural Commission*. En 2009, un rapport de vérification conclut que les projets et activités sujettes à l'approbation de l'*Oil and Gas Commission* ou exemptées en vertu du *Delegation Agreement* respectaient les conditions requises.²⁰

¹⁷ Voir *Agricultural Land Commission Act*, SBC 2002, c 36, art. 18-21, 25, 30, 34, 36. Pour les exceptions, voir: *Agricultural Land Reserve Use, Subdivision and Procedure Regulation*, BC Reg 171/2002, art. 3(1)(l), 3(4).

¹⁸ Voir *Agricultural Land Commission Act*, SBC 2002, c 36, art. 26, *Delegation Agreement made between the Provincial Agricultural Commission and the Oil and Gas Commission*, 1^{er} avril 2010, en ligne [http://www.alc.gov.bc.ca/Delegation/ALC-OGC/Delegation_Apr2010.pdf] (1^{er} mars 2012), et *Agricultural Land Commission, Moving Forward: A Strategic Vision of the Agricultural Land Commission for Future Generations - Review of the Agricultural Land Commission* (Burnaby: ALC, 2010) p.110, en ligne [<http://www.alc.gov.bc.ca/publications/Final%20Report-Nov26.pdf>] (1^{er} mars 2012) pour la carte des districts régionaux de Peace River et des Rocheuses du Nord, où prennent place les opérations gazières en Colombie Britannique.

¹⁹ Voir *Delegation Agreement made between the Provincial Agricultural Commission and the Oil and Gas Commission*, 1^{er} avril 2010, art. 6 à 8 et Appendix I, en ligne [http://www.alc.gov.bc.ca/Delegation/ALC-OGC/Delegation_Apr2010.pdf] (1^{er} mars 2012).

²⁰ *Oil and Gas Activities within the Agricultural Land Reserve: An Audit of the BC Oil and Gas Commission's Performance in Carrying out its Delegated Authority to Decide on Oil and Gas Non-Farm Use Activities and ALC Act Applications within the Agricultural Land Reserve*, en ligne [<http://www.alc.gov.bc.ca/delegation/ALC-OGC/Final%20OGC%20-%20ALC%20Audit%20Report%20-%20March%202009.pdf>] (1^{er} mars 2012).

Néanmoins, le rapport de vérification recommande que l'*Oil and Gas Commission* instaure un processus de suivi afin de s'assurer que les terres agricoles sont effectivement remises en état par les propriétaires de pipelines, et développe un guide des meilleures pratiques pour le décapage et l'empilage de la couche arable sur les sites d'activités gazières.

1.1.2.2. Les habitats naturels

Certains régimes législatifs imposent des contraintes destinées à réduire les impacts des activités de développement des gaz de schiste sur les ressources naturelles.²¹ Ainsi, le *Forest Act* requiert l'obtention d'une licence maîtresse de coupe de bois dans les districts forestiers situés sur les terres du domaine de l'État lorsque les personnes engagées dans des activités liées aux gaz de schiste veulent déboiser des sites d'exploration ou de production, ou encore des corridors afin de construire des routes. Les permis de coupe émis sous l'autorité de telles licences sont sujets à certains régimes de protection des habitats naturels, parmi lesquels le *Forest and Range Practices Act*.

En vertu du *Forest and Range Practices Act*, le titulaire d'une licence de coupe de bois doit préparer, faire approuver selon une procédure détaillée, et respecter les dispositions d'un plan de bonne gestion des ressources forestières en plus des normes émises en vertu de l'*Oil and Gas Activities Act*. Des standards de pratique applicables aux activités forestières qui affectent l'environnement, telles que le déboisement afin de construire une route, sont prévus par le *Forest and Range Practices Act* et sont intégrés aux plans de bonne gestion des ressources forestières. Les plans doivent être conformes aux objectifs et orientations établies par le gouvernement de Colombie-Britannique ou par le *Ministry of Agriculture and Land* pour l'utilisation et la gestion des ressources et terres du domaine étatique. Des règlements afférents au *Forest and Range Practices Act* permettent aux autorités ministérielles et au gouvernement de la Colombie-Britannique d'établir diverses zones de protection visant la préservation des habitats naturels de certaines espèces, de mêmes que des objectifs imposant des normes de gestion détaillées à l'égard de ces zones.²² Les activités de développement des gaz de schiste peuvent être soumises à des contraintes dans de telles zones, incluant les aires de pâture hivernales des ongulés sauvages, les habitats désignés de la faune ou d'espèces en péril, les habitats du poisson, etc.²³

Par exemple, le caribou boréal dont les populations sont menacées en Colombie-Britannique, fait l'objet de mesures de préservation. Un plan de mise en œuvre protège la population de caribou boréal dans la province tout en permettant l'exploitation du secteur des hydrocarbures. Ce plan établit des zones de 500 000 hectares où le développement des hydrocarbures est soumis à un moratoire, prévoit des normes de pratiques pour les activités sur un territoire de 3,5 millions d'hectares, et finance la

²¹ Voir *Forest Act*, RSBC 1996, c 157, art. 47.4-47.7, et *Forest and Range Practices Act*, SBC 2002, c 69, art. 3-6, 22 et ss, 46, 204(3), et *Land Act*, RSBC 1996, c 245, art. 93.4.

²² Voir *Forest Planning and Practices Regulation*, BC Reg 14/2004, et *Government Actions Regulation*, BC Reg 582/2004.

²³ À propos de l'interface légale entre le régime de gestion des habitats naturels et le régime de réglementation des activités liées aux hydrocarbures, voir plus bas la partie 2.3.2. L'aspect environnemental, de même que *Ministry of the Environment, FAQs: Wildlife and Wildlife Habitat Management under OGAA and EPMP*, en ligne [http://www.for.gov.bc.ca/tasb/legsregs/ogaa/OGAA_FAQs.pdf] (1^{er} mars 2012).

restauration de l'habitat du caribou.²⁴ Les normes de pratiques pour les activités de développement des hydrocarbures qui procèdent dans l'habitat protégé du caribou sont détaillées dans un document administratif.²⁵ Parmi les normes applicables se trouvent les suivantes: l'emprise d'une route est limitée à une certaine largeur; des limites de vitesse sont imposées; des corridors de traverse doivent être ouverts dans les pipelines; les sites de forage et d'extraction sont limités à des surfaces maximales; des interdictions de mener des activités dans des sites de mise à bas du caribou sont en vigueur pendant certaines périodes.

Finalement, un régime de planification et de gestion intégrée du territoire tient compte des activités liées aux hydrocarbures, dans le développement global des usages du territoire. Les instruments privilégiés de cette gestion intégrée sont les *Land and Resource Management Plans*.²⁶ Les objectifs et principes de ce régime de gestion sont intégrés au *Forest and Range Practices Act*, par lequel ils reçoivent force légale. Des lois d'application localisée, tel le *Muskwa-Kechika Management Area Act*, peuvent aussi favoriser son application.²⁷

1.2. Les orientations gouvernementales

1.2.1. La stratégie énergétique

En 2007, la Colombie-Britannique a publié une stratégie, le *BC Energy Plan*, afin de guider le développement du secteur énergétique dans la province.²⁸ Le *BC Energy Plan* couvre en détail l'ensemble des secteurs énergétiques de la province et prévoit plus d'une cinquantaine d'objectifs.²⁹ Le *Plan* prévoit généralement encourager le développement des ressources conventionnelles et non-conventionnelles en hydrocarbures de la province. Les objectifs spécifiques qui touchent à l'exploitation du gaz de schiste sont regroupés parmi ceux qui traitent du sous-secteur des hydrocarbures. Ces objectifs spécifiques, de même que certains objectifs particuliers relatifs à d'autres sous-secteurs énergétiques qui sont reliés au gaz naturel, sont les suivants:³⁰

²⁴ Ministry of Energy and Mines, *British Columbia's Natural Gas Strategy: Fuelling B.C.'s Economy for the Next Decade and Beyond* (Victoria: British Columbia, 2012) p.13. Pour plus de détails, voir MINISTRY OF THE ENVIRONMENT, en ligne [<http://www.env.gov.bc.ca/wld/speciesconservation/bc/index.html>] (1^{er} mars 2012), et MINISTRY OF ENERGY AND MINES AND RESPONSIBLE FOR HOUSING, *Mountain Caribou Recovery Implementation Plan*, [http://www.empr.gov.bc.ca/Titles/MineralTitles/Legislation/Pages/GAR_MtnCaribou.aspx] (1^{er} mars 2012).

²⁵ *Interim Operating Practices for Oil and Gas Activities in Identified Boreal Caribou Habitat in British Columbia*, 22 September 2011, en ligne [<http://www.env.gov.bc.ca/wld/speciesconservation/bc/documents/Operating%20Practices.pdf>] (1^{er} mars 2012).

²⁶ Voir Ministry of National Resources Operations, en ligne [<http://ilmbwww.gov.bc.ca/slrp/lrmp/policiesguidelinesandassessments/index.html>] (1^{er} mars 2012).

²⁷ *Muskwa-Kechika Management Area Act*, SBC 1998, c 38.

²⁸ Voir Ministry of Energy and Mines, *The BC Energy Plan: A Vision for Clean Energy Leadership* (Victoria: Colombie-Britannique, 2007), en ligne [http://www.energyplan.gov.bc.ca/PDF/BC_Energy_Plan.pdf] (1^{er} mars 2012), et [<http://www.energyplan.gov.bc.ca/>] (1^{er} mars 2012).

²⁹ Ministry of Energy and Mines, *The BC Energy Plan: A Vision for Clean Energy Leadership* (Victoria: Colombie-Britannique, 2007) p.39.

³⁰ Un rapport de mise en œuvre du plan a été publié en 2009: Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, *BC Energy Plan Report on Progress* (Victoria: Colombie-Britannique, 2009), en ligne [http://www.energyplan.gov.bc.ca/report/BCEP_ReportOnProgress_web.pdf] (1^{er} mars 2012).

- Promouvoir le développement des bassins d'hydrocarbures. Pour ce faire, plusieurs mesures sont appelées à jouer un rôle: la promotion de la compétitivité fiscale et réglementaire de la province par la simplification des outils de gestion applicables; La mise en place de mesures incitatives pour faciliter le développement d'infrastructures routières; l'implantation d'un *Petroleum Registry* constituant une base de données centralisée qui regrouperait les informations à propos des redevances, des réserves en hydrocarbures, des titres gaziers et pétroliers, et des infrastructures servant au développement des ressources.
- Réévaluer le cadre applicable aux titres gaziers, et identifier les zones où l'allocation des titres doit être soumise à des considérations particulières. Les périmètres d'éloignement entre les sites de puits et les résidences ou les édifices publics doivent être révisés.
- Clarifier et simplifier les procédures pour améliorer les relations et la résolution des disputes entre l'industrie, les propriétaires immobiliers et les communautés locales. À cet égard, le *BC Energy Plan* recommande que soient pris en compte les avis du *Northeast Energy and Mines Advisory Committee*, un forum représentatif des communautés locales et des premières nations dans la région où prennent place la plupart des activités liées aux gaz de schiste.³¹
- Établir une politique d'approvisionnement pour *BC Hydro* qui permette d'atteindre l'autosuffisance en électricité dès 2016. Un volet de cette politique d'autosuffisance requiert l'acquisition d' Capacité de production excédentaire afin de couvrir à l'avance les besoins futurs de la province tout en évitant une dépendance face aux sources extérieures.
- Éliminer le brûlage routinier par torchères à flamme à l'échéance de 2016. À partir de cette date, le brûlage devra être limité aux tests de puits à court terme, aux opérations de maintenance et aux situations d'urgence. L'*Oil and Gas Commission* a annoncé dès 2010 que l'objectif intermédiaire de réduire le brûlage de moitié en 2011 était atteint.
- Établir, en collaboration avec le *Ministry of Environment*, des mesures et des lignes directrices pour la réduction des émissions atmosphériques. Les émissions de gaz à effet de serre du secteur des hydrocarbures constituent 18 % des émissions totales de la province et proviennent du brûlage par torchère, des émissions fugitives, des stations de compression et du traitement du gaz naturel. Les objectifs du *BC Energy Plan* à l'égard des émissions de gaz à effet de serre sont intégrés dans la stratégie provinciale sur les changements climatiques dévoilée en juin 2008, le *Climate Action Plan*, qui prévoit un ensemble détaillé de mesures liées à la réduction des émissions de même que l'atténuation et l'adaptation aux changements climatiques.³²

³¹ À l'égard du *Northeast Energy and Mines Advisory Committee*, voir Ministry of Energy and Mines, en ligne [<http://www.empr.gov.bc.ca/OG/OILANDGAS/NEEMAC/Pages/default.aspx>] (1^{er} mars 2012).

³² Voir British Columbia, *BC Climate Action Plan. Climate Action for the 21st Century* (Victoria: Colombie-Britannique, 2008), en ligne [http://www.livesmartbc.ca/attachments/climateaction_plan_web.pdf] (1^{er} mars 2012). Un sommaire en français énumère les impacts législatifs du *Climate Action Plan*: voir British Columbia, *Plan d'action sur les changements climatiques* (Victoria: Colombie-Britannique, 2008) p.3, en ligne [http://www.livesmartbc.ca/attachments/CAP_overview_FR.pdf] (1^{er} mars 2012).

1.2.2. La stratégie pour le gaz naturel

Le 3 février 2012, la Colombie-Britannique a dévoilé sa stratégie sur le gaz naturel, la *BC Natural Gas Strategy*, ainsi qu'une stratégie complémentaire à propos du développement d'un nouveau secteur industriel pour le gaz naturel liquéfié, la *Liquefied Natural Gas Strategy*.³³ La *BC Natural Gas Strategy* indique que la bonne gestion des réserves de gaz naturel de la province dépend de la collecte, de l'analyse et la fourniture de données géo-scientifiques par les autorités publiques.³⁴ Selon la *BC Natural Gas Strategy*, ces données réduisent les risques liés à l'investissement en plus de supporter un cadre réglementaire efficace et une structure de redevances maximisées. Par ailleurs, la *BC Natural Gas Strategy* établit certains objectifs précis:³⁵

- Réviser les dispositions du *Petroleum and Natural Gas Act* accordant des titres sur les ressources. Aucun détail additionnel n'est mentionné par rapport à la *BC Energy Plan*.
- Moderniser le *Water Act* afin de prendre en compte les prélèvements en eau de l'industrie des hydrocarbures, les questions liées à la fracturation hydraulique, et la protection des sources souterraines.
- Accroître la protection des ressources en eau par la publication, en 2013, d'une stratégie de fracturation hydraulique dans les principales zones d'activités de l'industrie des gaz de schiste, la *Northeast BC Shale Gas Hydraulic Fracturing Water Strategy*. Par ailleurs, la *BC Natural Gas Strategy* indique que l'*Oil and Gas Activity Act*, mis en vigueur en 2010, couvre déjà les impacts de l'industrie des gaz de schiste sur les ressources en eau.
- Continuer le développement d'un registre d'information publique à l'égard des activités de fracturation hydraulique, registre qui est entré en opération au début de 2012.³⁶
- Compléter l'évaluation publique des ressources en gaz des gisements de Montney et de Liard, de même que les connaissances de la géologie et de l'hydrographie en surface et en profondeur pour la province.
- Compléter l'étude des impacts de l'industrie des hydrocarbures sur la santé humaine, la qualité de l'eau, et la qualité de l'air dans le bassin aérographique de Peace. Certaines de ces études pourraient être publiées à partir de l'été 2012.

De plus, la *BC Natural Gas Strategy* mentionne que l'expansion des programmes gouvernementaux de développement des infrastructures est essentielle. Sous l'*Infrastructure Royalty Credit Program*, un programme institué en vertu du *BC Energy Plan*, l'industrie gazière peut soumettre des demandes de

³³ Voir Ministry of Energy and Mines, *British Columbia's Natural Gas Strategy: Fuelling B.C.'s Economy for the Next Decade and Beyond* (Victoria: Colombie-Britannique, 2012), et Ministry of Energy and Mines, *Liquefied Natural Gas: A Strategy for B.C.'s Newest Industry* (Victoria: Colombie-Britannique, 2012). Les deux stratégies sont disponibles en ligne: Ministry of Energy and Mines, [http://www.gov.bc.ca/ener/natural_gas_strategy.html] (1^{er} mars 2012).

³⁴ La mise à la disposition du public et de l'industrie est notamment effectuée par le biais de GeoScience BC, en ligne [<http://www.geosciencebc.com>] (1^{er} mars 2012).

³⁵ Voir en general Ministry of Energy and Mines, *British Columbia's Natural Gas Strategy: Fuelling B.C.'s Economy for the Next Decade and Beyond* (Victoria: Colombie-Britannique, 2012) p.16 et ss.

³⁶ Il s'agit d'un projet de l'*Oil and Gas Commission*, en ligne [<http://fracfocus.ca/>] (1^{er} mars 2012).

crédit sur les redevances qu'elle verse.³⁷ Jusqu'en 2009, l'*Infrastructure Royalty Credit Program* a alloué plus de 316 millions \$ en crédits d'infrastructures sur les redevances des compagnies gazières et pétrolières, résultant en 72 nouveaux projets routiers et 53 nouveaux projets de pipeline, pour un investissement total de plus de 632 millions \$.³⁸ Deux autres programmes complètent l'*Infrastructure Royalty Credit Program*: l'*Oil and Gas Rural Roads Improvement Program*, dans lequel 51 millions \$ ont été investis en 2010/2011, et l'*Interior and Rural Side Roads Program*, dans lequel 150 millions \$ seront investis entre 2010/11 et 2012/13.³⁹

Finalement, la stratégie complémentaire relative au gaz naturel liquéfié, la *BC LNG Strategy*, prévoit des mesures liées à l'ouverture d'installations d'exportation: la mise en opération d'une première centrale de liquéfaction du gaz naturel à Kitimat, sur la côte ouest de la province, qui est prévue pour 2015 et a déjà reçu les autorisations requises aux niveaux provincial et fédéral; et, la mise en opération de deux autres centrales de liquéfaction en 2020. Par ailleurs, la *BC LNG Strategy* reconnaît que l'importante demande en électricité à faible coût de la part des opérateurs de centrales de liquéfaction, de même que les coûts de construction de nouvelles lignes de transport d'électricité vers les centrales, vont créer une pression sur les tarifs à la consommation.⁴⁰ Afin de protéger les consommateurs, la politique d'autosuffisance en électricité issue du *BC Energy Plan* et applicable à *BC Hydro* est modifiée. *BC Hydro* ne devra plus baser la gestion des réservoirs de barrage sur les niveaux d'étiage historiques, mais pourra plutôt s'appuyer sur les niveaux moyens des réservoirs. De plus, *BC Hydro* n'aura plus à ajouter une capacité excédentaire de production électrique de 3000 Gw/h en 2020.

2. L'INDUSTRIE

La partie 2 présente le régime juridique qui encadre le développement des gaz de schiste en Colombie-Britannique. Tel que détaillé plus bas, les droits sur les ressources en hydrocarbure sont généralement accordés en vertu du *Petroleum and Natural Gas Act* (2.1).⁴¹ Cependant, le *Petroleum and Natural Gas Act* ne détermine pas comment l'exploration et l'exploitation de ces ressources doit se faire. C'est plutôt l'*Oil and Gas Activities 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.

³⁷ Voir Ministry of Energy and Mines, en ligne

[<http://www.empr.gov.bc.ca/OG/oilandgas/royalties/infdevcredit/Pages/default.aspx>] (1^{er} mars 2012).

³⁸ Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, *BC Energy Plan Report on Progress* (Victoria: Colombie Britannique, 2009) p.4.

³⁹ Ministry of Transportation and Infrastructure, *2010/11 – 2012/13 Service Plan*, p.13, en ligne [<http://www.bcbudget.gov.bc.ca/2010/sp/pdf/ministry/trans.pdf>] (1^{er} mars 2012).

⁴⁰ Ministry of Energy and Mines, *Liquefied Natural Gas: A Strategy for B.C.'s Newest Industry* (Victoria: Colombie-Britannique, 2012) p.8. Selon British Columbia, *Review of BC Hydro* (Victoria: Colombie-Britannique, 2011), en ligne [<http://www.newsroom.gov.bc.ca/downloads/bchydroreview.pdf>] (1^{er} mars 2012), *BC Hydro* dessert 95 % de la population de la province, soit 1,8 million de consommateurs résidentiels. Le 1 mars 2011, *BC Hydro* a demandé à la *British Columbia Utilities Commission* d'augmenter ses tarifs de 9,73 % par années pour 3 ans, soit une augmentation cumulative de 32 %. La recommandation de modifier la politique d'autosuffisance énergétique de *BC Hydro* est faite à la page 93 de ce document.

⁴¹ *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 110.

L'*Oil and Gas Activities Act* établit une interdiction générale de procéder à des **activités liées aux hydrocarbures**, sous réserve d'obtenir au préalable un permis pour l'activité projetée et de se conformer aux dispositions légales applicables.⁴² Les activités liées aux hydrocarbures sont définies comme suit :⁴³

- **L'exploration géophysique.** Cette notion couvre l'exploration du sous-sol par le biais de certaines opérations et est détaillée plus bas;⁴⁴
- L'exploration et le développement des ressources en gaz naturel. La notion de **gaz naturel** couvre tous les hydrocarbures fluides, avant et après traitement, à l'exclusion du pétrole, et inclut le sulfure d'hydrogène, le dioxyde de carbone et l'hélium qui sont produits par un puits. La définition de gaz naturel couvre donc les gaz de schiste. La notion de **puits** est large et couvre les trous dans le sol résultant d'un forage ou de tout autre méthode utilisée afin d'obtenir, de stocker ou de disposer du gaz naturel, d'explorer, de développer ou d'utiliser un réservoir de stockage, et d'injecter du gaz naturel, de l'eau ou d'autres substances liées au développement des hydrocarbures dans des formations souterraines;
- La production, la collecte, le traitement, le stockage, et la disposition du gaz naturel. La notion de **production** vise les flux d'hydrocarbures ou de saumure d'un puits à la surface à des fins de vente ou de commerce, mais exclut les flux de gaz naturel ou de saumure d'un puits à la surface à des fins d'évaluation de la substance obtenue ou de la formation forée lorsque la substance obtenue n'est pas collectée et stockée ou transportée pour la vendre ou en faire commerce;
- L'opération et l'usage d'un réservoir de stockage. La notion de **réservoir de stockage** couvre les réservoirs souterrains naturels pouvant être utilisés pour l'injection, la disposition, l'entreposage ou le recouvrement de gaz naturel, de déchets y afférents, ou d'eau produite en relation avec la production de gaz naturel;
- la construction et l'opération d'un pipeline. La notion de **pipeline** est définie plus bas;⁴⁵
- la construction et l'opération d'une **route** prescrite par règlement;
- Les autres activités prescrites par règlement.

Finalement, l'*Environment Management Act* complète le cadre juridique établi par l'*Oil and Gas Activities 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

2.1.1. La propriété de l'État

La Colombie-Britannique est propriétaire de 94% de son territoire. Règle générale, la province est aussi propriétaire des ressources du sous-sol. Le *Land Act* constitue le régime statutaire de base réglementant

⁴² *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 21.

⁴³ *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 1(2).

⁴⁴ *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 1. Voir plus bas la partie 2.2.3. L'exploration géophysique.

⁴⁵ Voir *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 1, 141(1), *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 1(2), *Gas Utility Act*, RSBC 1996, c 170, art. 1, et la partie 2.3.1.2. Les pipelines.

le transfert des droits de la Couronne sur le domaine étatique provincial, mais le transfert de droits sur des terres de l'État en vertu du *Land Act* exclut tout droit ou titre sur les ressources minérales de même que sur le gaz naturel et le pétrole.⁴⁶ Les titres et droits sur ces ressources en minéraux et en hydrocarbures sont donc réservés et continuent d'appartenir à l'État malgré le transfert de droits immobiliers sur les terres à des parties privées:

Most of the petroleum and natural gas rights in British Columbia are owned by the province, with small percentages privately-owned or held by the federal government. The province has not included subsurface rights in most land grants issued after 1891. As a result, the surface owner of property rarely owns underlying petroleum and natural gas rights, except in areas of early settlement such as Vancouver Island and the Fraser Valley.⁴⁷

Outre le *Land Act*, le *Petroleum and Natural Gas Act* joue un rôle à l'égard de la répartition de certains droits sur des ressources utiles pour le développement des gaz de schiste. Le *Petroleum and Natural Gas Act* régule l'appropriation par l'État de droits relatifs à des réservoirs de stockage souterrains, qui sont définis comme des réservoirs souterrains naturels pouvant être utilisés pour l'injection, la disposition, l'entreposage ou le recouvrement de gaz naturel, de déchets y afférents, ou d'eau générée lors de la production de gaz naturel.⁴⁸ Ainsi, le gouvernement provincial peut désigner par règlement un territoire comme zone de stockage souterrain. En principe, 90 jours après la désignation d'une zone de stockage souterrain, tout droit, titre ou autre intérêt portant sur un réservoir de stockage souterrain et sur l'eau souterraine contenue dans le réservoir, est automatiquement acquis par le gouvernement provincial libre de charges. Ainsi, grâce au *Petroleum and Natural Gas Act*, la déclaration de zone de stockage souterrain accorde expressément à l'État les droits de propriété sur l'eau souterraine qui s'y trouve.⁴⁹ Une personne dont les droits ou autres intérêts ont été transférés au gouvernement à la suite de la désignation d'une zone de stockage souterraine peut présenter une demande d'arbitrage au *Surface Rights Board* à propos de la compensation monétaire due pour le transfert.

⁴⁶ Voir *Land Act*, RSBC 1996, c 245, art. 1, 4, 11, 14, 20-22, 38, 39, 50, 99, *Ministry of Lands, Parks and Housing Act*, RSBC 1996, c 307, art. 5(a), 9, et *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 59, 59.1, 70, 112. La définition de minéraux et substance minérale exclut le gaz naturel: voir *Mineral Tenure Act*, RSBC 1996, c 292, art. 1, 2, 28, 48, 53, et *Coalbed Gas Act*, SBC 2003, c 18, art. 1-5. Pour un survol des méthodes par lesquelles les terres de l'état peuvent être transférées à des parties privées, voir Ministry of Forests, Lands and Natural Resource Operations, *Land Policy: Form of Crown Land Allocation*, 1^{er} juin 2011, en ligne [http://www.for.gov.bc.ca/Land_Tenures/documents/policies/form_of_allocation.pdf] (1^{er} mars 2012). Pour les frais d'une demande sous le *Land Act*, voir *Crown Land Fees Regulation*, BC Reg 177/2003, art. 1 schedule item 14, et art. 3.

⁴⁷ Ministry of Energy and Mines, *Petroleum and Natural Gas Rights in British Columbia*, en ligne [<http://www.empr.gov.bc.ca/Titles/OGTitles/Documents/PNGrightsBC.pdf>] (1^{er} mars 2012)

⁴⁸ Voir *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 127, 128, 129, de même que les définitions de "storage reservoir", "storage well" et "waste", à l'article 1 de cette Loi.

⁴⁹ Voir *Water Act*, RSBC 1996, c 483, art. 1.1, 2, *a contrario*.

2.1.2. L'acquisition des droits

2.1.2.1. Le processus d'enchère

L'acquisition des droits est généralement soumise à un processus d'enchère ou d'offre publique géré à la discrétion du *Ministry of Energy*.⁵⁰ Ce processus peut être initié par le *Ministry of Energy* relativement à un lot après qu'une demande soit présentée par une partie privée désirant acquérir les droits sur ce lot. Les droits sont soumis aux offres au plus tôt 2 semaines après la publication d'un avis à cet effet dans la *Gazette Officielle* de la province. La procédure à suivre pour les enchères ou offres publiques est prévue dans un document administratif émis par le *Ministry of Energy*.

2.1.2.2. Les principaux types de titre

En vertu du *Petroleum and Natural Gas Act* et de sa réglementation, peuvent être obtenus trois types de titres, dont un seul permet la production de gaz naturel:⁵¹

- **Le permis:** le titulaire d'un permis a le droit exclusif de soumettre une application en vertu de l'*Oil and Gas Activities Act* pour faire des forages exploratoires afin de trouver du gaz naturel sur les terres de l'état et à l'intérieur des limites du lot visé par le permis.⁵² Le *Ministry of Energy* dispose de la discrétion nécessaire pour refuser une demande de permis même si la demande est conforme aux critères applicables. L'émission ou l'existence d'un tel permis n'empêche cependant pas toute autre personne de mener des activités d'exploration géophysique en conformité avec l'*Oil and Gas Activities Act*.

Le *Minister of Energy* détermine par règlement les travaux d'exploration géologique et géophysique qui doivent être accomplis par le titulaire du permis, la valeur de ces travaux, les frais de délivrance et de renouvellement de permis, de même que le loyer qui doit être payé annuellement en fonction de la surface du permis. Un permis expire après une période d'un an, mais il peut être renouvelé à chaque année pour une durée maximale de 8 ans, après quoi le renouvellement est possible à certaines conditions. La preuve par affidavit de l'exécution des travaux requis en vertu du permis pour la valeur déterminée doit être déposée lors de la demande de renouvellement du permis. Un paiement équivalent à la valeur des travaux non exécutés peut être fait par le titulaire du permis lors de son renouvellement. Le permis constitue

⁵⁰ Voir *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 71, 72, Ministry of Energy and Mines, *Information Letter TACRD-11-03, Revised Bidding Procedures for the Dispositions of Crown Petroleum and Natural Gas Rights*, en ligne [<http://www.empr.gov.bc.ca/Titles/OGTitles/InfoLetters/IssueDate/Pages/TACRD-11-03.aspx>] (1^{er} mars 2012), et Ministry of Energy and Mines, *Instructions for Submitting a Posting or Re-Posting Request*, en ligne [<http://www.empr.gov.bc.ca/Titles/OGTitles/SalesNotices/Pages/Instructions.aspx>] (1^{er} mars 2012). Un schéma illustratif du processus d'allocation des droits sur les ressources en hydrocarbure fait état des différentes étapes suivies, y compris celles qui ne se reflètent pas dans les dispositions légales : voir Ministry of Energy and Mines, *Discussion Paper on the Tenure Provisions of the Petroleum and Natural Gas Act and Regulations*, 2011, p.11, en ligne [<http://www.empr.gov.bc.ca/Titles/OGTitles/OtherPublications/Documents/PNG%20Tenure%20Discussion%20Paper.pdf>] (1^{er} mars 2012).

⁵¹ Sous réserve des dispositions de *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 111, 117.

⁵² Voir *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 1, 37, 39-47, et *Petroleum and Natural Gas Act Fee, Rental and Work Requirement Regulation*, BC Reg 378/82..

le mode originel d'allocation des droits par l'État pour encourager l'exploration. Cependant, le permis est rarement utilisé et la dernière émission d'un permis remonte à 2006.

- **La licence de forage:** Une licence de forage est un titre portant sur les hydrocarbures réservés à l'État et conférant un droit de mener des activités d'exploration sur les ressources dans un lot. Ce type de droit est régulé par le *Petroleum and Natural Gas Drilling Licence Regulation* plutôt que par le *Petroleum and Natural Gas Act* lui-même.⁵³ Ce mode d'allocation des droits sur les ressources en hydrocarbure a été introduit dans le cadre législatif en 1982, et est devenu le principal titre utilisé relativement aux activités d'exploration.

Une demande de licence de forage suit le processus d'appel d'offre décrit plus haut. Une licence de forage peut uniquement être soumise aux conditions énoncées dans le document d'appel d'offre en vertu duquel elle est accordée. La durée d'une licence de forage varie de 3 à 5 ans et dépend de sa localisation en fonction d'une division du territoire provincial en trois zones. Une licence peut être renouvelée d'année en année, ou sa durée étendue, à condition que soient menés des travaux de forage de puits permettant l'évaluation d'une zone qui n'a pas encore fait l'objet de forage. Contrairement aux permis, les licences de forage n'imposent pas l'accomplissement de travaux, mais des frais doivent être payés pour la soumission d'une demande ou d'une extension de licence de forage. De plus, un loyer annuel proportionnel à la surface du lot sur lequel porte la licence doit être payé par le titulaire de celle-ci. En principe, le défaut de paiement du loyer emporte la résiliation de la licence.

- **Le bail:** Le titulaire d'un bail de gaz naturel a le droit exclusif de produire, en conformité avec le *Petroleum and Natural Gas Act* et l'*Oil and Gas Activities Act*, du gaz naturel à partir du lot visé par le bail.⁵⁴ Le titulaire dispose aussi du droit non-exclusif de stocker ou de disposer, dans les formations géologiques en sous-sol visé par le bail, du gaz naturel, de l'eau ou d'autres substances utilisées, produites ou associées à la production du gaz naturel. L'émission d'un bail invalide un permis qui aurait été émis à l'égard du lot visé par le bail.

Un bail peut être accordé au titulaire d'un permis, d'une licence de forage ou à une autre personne. Le *Ministry of Energy* peut refuser une demande de bail présentée par une personne qui n'est pas titulaire d'un permis, mais un bail doit être accordé lorsque la demande est présentée par le titulaire d'un permis ou d'une licence de forage. L'obtention d'un bail par un titulaire de licence de forage est conditionnelle au forage, selon les dispositions de la licence, de puits permettant l'évaluation d'une zone qui n'a pas encore fait l'objet de forage. L'obtention d'un bail par un titulaire de permis est conditionnelle à l'exécution des travaux requis en vertu du permis ou au paiement de la valeur équivalente à ces travaux. Lorsque le demandeur d'un bail n'est pas en possession d'un permis pour le lot visé par la demande, le demandeur doit

⁵³ Voir *Petroleum and Natural Gas Drilling Licence Regulation*, BC Reg 10/82, art. 1, 2, 2(5), 2(5)(b), 3(3.1), 3(2), 3(3), 3(3.2), 3(3.3), 3(5), 3(5)(b), 3(5.1), 3(5.1)(a), 3(5.3), 3(5.3)(c), 3(7), 3(10) et schedule 2.

⁵⁴ Voir *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 45, 50, 51(c), 52-54, 56, 58(2), 58(3), 60, 61, 61.1, 62, 63, *Petroleum and Natural Gas Drilling Licence Regulation*, BC Reg 10/82, art. 4., et *Petroleum and Natural Gas Act Fee, Rental and Work Requirement Regulation*, BC Reg 378/82.

s'engager à accomplir des travaux équivalents à ceux qui sont exécutés en vertu d'un permis. Le gouvernement détermine par règlement les frais de délivrance d'un bail, de même que le loyer qui doit être payé annuellement en fonction de la surface du bail.

Règle générale, la durée d'un bail est de 10 ans. La durée des baux peut être prolongée pendant quelques années dans certains cas, y compris lorsqu'un puits est effectivement foré sur le lot du bail ou pour permettre l'utilisation de puits destinés à la disposition d'eau ou de substances produites lors de l'exploration, l'exploitation ou le traitement du gaz naturel. Si le lot d'un bail est jugé insuffisamment développé 3 ans après l'émission du bail, la soumission d'un plan de développement du lot peut être requise de la part du titulaire du bail. Si ce plan est jugé insatisfaisant, une notice de forage peut être émise enjoignant le titulaire du bail de forer un puits dans les 30 jours.

2.1.2.3. La dimension territoriale des principaux titres

La localisation, l'étendue, et la forme des lots pour lesquels sont émis des titres sont basées sur un système de référence géographique uniformisé.⁵⁵ En vertu de ce système, le territoire de la Colombie-Britannique est quadrillé et divisé en aires d'espacement normal pour puits de gaz naturels. Ce système repose sur une grille composée de blocs divisés en 100 unités chacun. En principe, le lot sur lequel porte un permis correspond à un bloc. Le lot sur lequel porte une licence de forage ne peut excéder 144 unités. Le lot sur lequel porte un bail correspond à une surface dont les côtés mesurent 2 unités par 2 unités, ou différents multiples de ces dimensions jusqu'à concurrence d'un maximum de 36 unités.

Lors de la conversion d'une licence de forage en bail, le lot sur lequel porte le bail est en principe compris dans le lot de la licence. La surface du lot sur lequel porte le bail varie selon la profondeur du puits de forage effectué sous la licence, et est plus grande plus le puits est profond. Si le puits foré sous la licence donne droit à une surface plus grande que la surface du lot du bail en lequel la licence est convertie, le titulaire peut décider d'allouer cette surface excédentaire à une autre licence qui se trouve dans un rayon maximal de 4 km afin que cette autre licence soit convertie en bail sans que le forage d'un puits ne soit nécessaire sur ce second lot. Le titre accordé par le bail exclut les ressources situées en dessous du puits le plus profond foré sous une licence de forage. Lors de la conversion d'un permis en bail, le lot sur lequel porte le bail est compris dans le lot du permis, et le premier peut inclure au maximum la moitié du dernier. Si un permis est converti en deux baux ou plus, ces baux doivent en plus être distancés les uns par rapport aux autres.

Les limites du lot visé par un bail doivent généralement coïncider avec les limites des aires d'espacement pour les puits de gaz naturel. En principe, les aires d'espacement des puits de gaz naturel mesurent 2 unités par 2 unités de côté, et leurs limites s'étendent verticalement en sous-sol à partir de la surface.⁵⁶

⁵⁵ Voir *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 1, 37, 52, 55, 55(2), 55(3), 65(1), 65(1)(c), 65.1, *Petroleum and Natural Gas Grid Regulation*, BC Reg 536/2004, art. 5-7, schedule 3, et *Petroleum and Natural Gas Drilling Licence Regulation*, BC Reg 10/82, art. 2(7), 4, 4(2), 4(2)(b), 4(3), 4(6), 4.1, schedule 1.

⁵⁶ Ces distances correspondent à une surface d'à peu près 260 par 305 hectares : Ministry of Energy and Mines, *Discussion Paper on the Tenure Provisions of the Petroleum and Natural Gas Act and Regulations* (Victoria : Colombie-Britannique, 2011) p. 13, en ligne

Le *Ministry of Energy* et l'*Oil and Gas Commission* peuvent cependant établir d'autres aires d'espacement afin de promouvoir l'exploitation du gaz naturel ou la conservation de la ressource.

2.1.2.4. Les titres secondaires

Outre les trois principaux titres qui peuvent être émis pour l'exploration ou l'exploitation des gaz de schiste en vertu du *Petroleum and Natural Gas Act*, d'autres régimes d'autorisation permettent l'acquisition de titres secondaires pertinents pour le développement de la ressource. L'une de ces régimes vise les réservoirs de stockage souterrains, et un autre vise les droits de surface sur les terres de l'État.

D'abord, le *Petroleum and Natural Gas Act* prévoit la façon d'acquérir le droit d'utiliser les réservoirs de stockage souterrain que l'État a désigné comme sa propriété par le biais d'une désignation de zone de stockage souterrain.⁵⁷ Le titulaire d'un permis, d'une licence de forage ou d'un bail en vertu du *Petroleum and Natural Gas Act* peut présenter une demande de bail de réservoir de stockage souterrain pour un réservoir dont le gouvernement est propriétaire. Des frais pour l'émission d'un bail de stockage souterrain de même qu'un loyer proportionnel à la surface louée sont prévus par règlement.

Ensuite, les dispositions du *Land Act* relatives à l'acquisition de titre sur les terres de l'État jouent un rôle à l'égard de certains droits pour la conduite d'activités liées aux gaz de schiste.⁵⁸ En effet, les dispositions du *Land Act* relatives aux transferts des droits sur des terres de l'État s'appliquent lorsqu'un exploitant désire utiliser ces terres pour des activités subordonnées (*ancillary*) aux activités d'exploration ou d'exploitation des gaz naturels. Les activités subordonnées à l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste incluent les carrières et sablières, de même que les installations de télécommunication et de transmission ou de distribution d'électricité, sauf quand ces installations sont situées sur les sites de forage ou de pompage ou intégrales à l'opération des puits. De la même façon, les dispositions du *Land Act* régissent aussi l'acquisition de titres sur les terres de l'État à l'égard des projets de pipeline soumis à l'autorité fédérale.

2.2. L'exploration

L'*Oil and Gas Activities Act* n'établit pas de distinction définitive entre les activités d'exploration et les activités d'exploitation. En effet, la loi ne prescrit pas expressément et exhaustivement les types de permis qui peuvent être requis en fonction de chaque activité technique comprise dans un projet de développement des gaz de schiste. Plutôt, la loi établit un processus générique de demande et d'émission de permis pour toutes les activités liées aux hydrocarbures, qu'elles soient des activités

[<http://www.empr.gov.bc.ca/Titles/OGTitles/OtherPublications/Documents/PNG%20Tenure%20Discussion%20Paper.pdf>] (1^{er} mars 2012).

⁵⁷ Voir *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 130, et *Petroleum and Natural Gas Storage Reservoir Regulation*, BC Reg 350/97, art. 6, 7.

⁵⁸ Voir Ministry of Agriculture and Lands, *Land Use Operational Policy for Oil and Gas*, 15 août 2010, en ligne [http://www.for.gov.bc.ca/Land_Tenures/documents/policies/oil_gas.pdf] (1^{er} mars 2012) p.4.

d'exploration ou d'exploitation, et précise certaines conditions et normes applicable à des activités particulières qui confirment l'existence de permis spécifiques.⁵⁹

Ainsi, la lecture de la loi et de ses règlements d'application montre qu'il existe un permis spécifique pour les puits.⁶⁰ Cependant, le permis de puits ne peut être définitivement classé en fonction d'une division chronologique des activités selon des périodes successives d'exploration et d'exploitation. En effet, un permis de puits permet de forer ou d'opérer un puits. L'opération d'un puits couvre le forage, la complétion, la réouverture, la suspension d'activités, et l'abandon d'un puits. Un puits produisant (producing well) est défini comme un puits complété et physiquement capable de produire, mais la notion de production n'est pas définie de telle sorte que le début de la période de production reste *a priori* incertaine et la notion de puits produisant ne permet pas en elle-même de classer les dispositions pertinentes en fonction d'une chronologie axée sur l'exploration et l'exploitation.⁶¹ De plus, quelle que soit l'étape de l'opération d'un puits, ce puits peut être classé comme un puits de développement ou au contraire comme un puits de poste d'exploration ou même comme un puits d'exploration spéculative en fonction de sa localisation initiale dans un gisement connu et désigné, ou éloigné de plus ou moins 7 km d'un gisement désigné.⁶² Ainsi, le permis de puits de même que les dispositions qui régulent un tel permis sont pertinentes à la fois pour l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste.

En somme, la distinction entre les activités d'exploration et les activités de production ne s'applique pas à certaines dispositions, incluant les dispositions qui gèrent le processus de demande et d'émission des permis. Afin d'éviter les redondances, ces dispositions générales sont détaillées d'entrée de jeu dans la présente partie, et les dispositions spécifiques qui peuvent être reliées clairement à l'exploration ou l'exploitation des gaz de schiste sont ventilées dans les parties 2.2 et 2.3 selon le cas.

2.2.1. Les permis

L'*Oil and Gas Activities Act* interdit de procéder à des activités liées aux hydrocarbures sous réserve d'obtenir au préalable un permis pour l'activité projetée et de se conformer aux dispositions de la Loi et de ses règlements.⁶³ Les demandes de permis pour effectuer une activité liée aux hydrocarbures sont présentées à l'*Oil and Gas Commission* et doivent décrire le site de l'activité projetée, être accompagnées des informations, plans, garanties, et rapports requis. Un processus de consultation de tierces parties, incluant les propriétaires du terrain où les activités projetées doivent avoir lieu, doit être mené par le demandeur du permis.⁶⁴ Lorsque la demande vise un permis de forer ou d'opérer un puits,

⁵⁹ Pour la définition de la notion d'activités liées aux hydrocarbures, voir les paragraphes introductifs de la partie 2 sur l'industrie.

⁶⁰ Voir *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 24(4), et *Drilling and Production Regulation*, BC Reg 282/2010, art. 1, 2. Le permis de pipeline est un autre permis dont l'existence est explicitement affirmée par la loi.

⁶¹ La notion de puits complété est définie comme étant un puits capable de produire du gaz naturel ou d'injecter et de disposer de fluides dans des couches géologiques souterraines : *Drilling and Production Regulation*, BC Reg 282/2010, art. 1, 63.

⁶² *Drilling and Production Regulation*, BC Reg 282/2010, art. 2.

⁶³ Voir généralement *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 1, 21, 24(1), 24(2), 24(3), 24(4), 25, 25(3), 25(4), 25(5), 25(7), 25(8), 25(6), 26, 28, 34(2), 39. À l'égard de la définition d'activités liées aux hydrocarbures, voir plus haut l'introduction de la partie de 2. L'industrie.

⁶⁴ Voir plus bas la partie 3.2.1. Les autorisations d'activités liées aux hydrocarbures hydrocarbures.

la personne qui présente la demande doit être titulaire des droits sur le gaz naturel ou sur le lot du puits, ou avoir une entente avec le titulaire du lot du puits pour procéder au forage ou à l'opération du puits, ou être le titulaire d'un bail de réservoir de stockage.

Après avoir pris en compte la demande de permis, les soumissions faites par des tierces parties à propos de la demande, et les objectifs environnementaux prescrits par le gouvernement, l'*Oil and Gas Commission* décide d'accorder ou non un permis, de l'amender, ou de lui adjoindre des conditions.⁶⁵ Le permis doit indiquer les activités qu'il couvre. L'*Oil and Gas Commission* peut aussi décider de joindre à un permis toute autorisation requise sous l'*Environmental Management Act*, le *Forest Act*, l'*Heritage Conservation Act*, le *Land Act* et le *Water Act* afin de mener des activités non liées aux hydrocarbures mais essentielles pour mener des activités qui y sont liées.

Lorsqu'elle émet un permis, l'*Oil and Gas Commission* doit aviser le propriétaire du terrain où sera effectuée l'activité de la nature et de la localisation de cette activité, de même que du droit d'appel de la décision d'émettre le permis dont le propriétaire dispose.⁶⁶ De façon similaire, l'*Oil and Gas Commission* doit informer d'un refus d'émettre un permis le propriétaire du terrain sur lequel aurait eu lieu l'activité, de même que du droit d'appel du refus d'émettre le permis dont dispose le demandeur du permis.

L'*Oil and Gas Activities Act* prévoit qu'un titulaire de permis ne peut commencer ou mener des activités liées aux hydrocarbures à moins d'être propriétaire du terrain sur lequel doivent être menées les activités ou d'avoir obtenu les droits nécessaires sur ce terrain et sur les hydrocarbures qu'il contient conformément à la loi.⁶⁷ Le titulaire d'un permis ne peut commencer l'activité permise sur le terrain du propriétaire avant l'expiration d'un délai de 15 jours suivant l'émission du permis. Lorsque les droits dont le titulaire du permis dispose sur le terrain et sur les hydrocarbures qu'il contient viennent à échéance, le titulaire du permis d'activités doit suspendre les activités autorisées par le permis, sous réserve d'une autorisation spéciale de l'*Oil and Gas Commission*.

2.2.2. Le droit d'entrée

Les droits acquis sur la ressource en vertu du *Petroleum and Natural Gas Act*, de même que les permis et autorisations d'explorer et d'exploiter la ressource obtenues en vertu de l'*Oil and Gas Activities Act* ne donnent pas tous les droits. D'abord, les droits acquis en vertu du *Petroleum and Natural Gas Act* visent uniquement le sous-sol et non la surface des terres. Ensuite, la surface du territoire provincial est occupée et possédée par des tierces parties, incluant l'État en tant que plus important propriétaire terrien de la province. Or, l'*Oil and Gas Activities Act* prévoit qu'un titulaire de permis ne peut

⁶⁵ À l'égard de la définition des objectifs environnementaux prescrits par le gouvernement, voir *Environmental Protection and Management Regulation*, BC Reg 200/2010, art. 4-7. À l'égard des soumissions faites par des tierces parties à propos de la demande de permis, voir plus bas la partie 3.2.1. Les autorisations d'activités liées aux hydrocarbures. À l'égard des objectifs environnementaux prescrits par le gouvernement, voir, *Environmental Protection and Management Regulation*, BC Reg 200/2010, et plus bas la partie 2.3.2. L'aspect environnemental.

⁶⁶ Voir plus bas la partie 3.3.1. L'opposition au permis d'activités liées aux hydrocarbures.

⁶⁷ L'obtention des droits nécessaires se fait principalement en vertu des dispositions du *Petroleum and Natural Gas Act* détaillées plus haut dans la partie 2.1.2.2. Les principaux types de titre, mais les dispositions du *Land Act* de même que l'obtention du droit d'entrée jouent aussi un rôle: à cet égard, voir plus haut les parties 2.1.1. La propriété de l'État, et 2.1.2.4. Les titres secondaires, de même que plus bas la partie 2.2.2. Le droit d'entrée.

commencer ou mener des activités liées aux hydrocarbures à moins d'être propriétaire du terrain sur lequel doivent être menées les activités ou d'avoir obtenu les droits nécessaires sur ce terrain conformément à la loi.⁶⁸ Dans ce contexte, le cadre applicable au droit d'entrée sur les terres règle les questions liées aux interactions entre les exploitants de la ressource en sous-sol, et les occupants et propriétaires du territoire en surface.

Lorsque l'État est propriétaire de la surface sur la terre où le titulaire d'un permis d'activités liées aux hydrocarbures veut procéder aux activités permises, la situation est simple. En principe, le titulaire ou le demandeur d'un permis en vertu de l'*Oil and Gas Activities Act* ne peut entrer, occuper et utiliser des terres de l'État inoccupées pour mener une activité reliée aux gaz de schiste à moins d'obtenir une autorisation de l'*Oil and Gas Commission*.⁶⁹ De la même façon, une personne ne peut entrer, occuper ou utiliser des terres de l'État dont l'accès est interdit ou restreint par une loi ou un règlement, sous réserve d'obtenir une autorisation spéciale de la part de l'autorité gouvernementale chargée de l'administration de cette loi ou de ce règlement.

Lorsqu'un propriétaire privé possède la surface sur la terre où le titulaire d'un permis d'activités liées aux hydrocarbures veut procéder à l'activité permise, le titulaire de permis ne peut entrer, occuper ou utiliser les terres privées.⁷⁰ Cependant, la prohibition générale ne s'applique pas en cas de conformité à certaines conditions qui varient en fonction du type d'activités liées aux hydrocarbures.⁷¹ À l'égard de l'entrée, de l'occupation et de l'utilisation d'une propriété privée pour l'exploration géophysique, la prohibition ne s'applique pas si l'accord du propriétaire est obtenu.⁷² À l'égard de toute activité liées aux hydrocarbures autre que l'exploration géophysique et l'installation d'un pipeline, la prohibition d'entrer sur une propriété privée ne s'applique pas si un bail de surface conforme aux conditions prescrites par règlement est signé avec le propriétaire de la terre, ou à défaut de bail, si le *Surface Rights Board* émet une ordonnance permettant l'entrée, l'occupation et l'utilisation de la propriété.⁷³

⁶⁸ *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 34(2). L'obtention des droits se fait principalement en vertu des dispositions du *Petroleum and Natural Gas Act*, détaillées plus bas dans la présente partie, mais les disposition du *Land Act* peuvent aussi jouer un rôle : à cet égard, voir plus haut les parties 2.1.1. La propriété de l'État et 2.1.2.4. Les titres secondaires.

⁶⁹ *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 138, 140. Un manuel de l'*Oil and Gas Commission* décrit l'ensemble des procédures que doivent respecter les titulaires de permis qui veulent obtenir l'autorisation d'entrer sur les terres de l'état : Oil and Gas Commission, *Crown Land Application Manual*, Version 2.0, February 2012, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=991&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

⁷⁰ *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 142, 144.

⁷¹ C'est le cas des conditions applicable au droit d'entrée sur des terres privées pour un projet de pipeline : *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 23. À cet égard, voir plus bas la partie 2.3.1.2. Les pipelines.

⁷² *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 1, 144, 145(1).

⁷³ *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 1, 142. À l'égard des clauses d'ordre public continues dans un bail de surface, voir le *Surface Lease Regulation*, BC Reg 497/74. Si l'activité est liée à un pipeline, l'alternative à l'obtention d'un bail de surface n'est pas une ordonnance de l'*Oil and Gas Commission*, mais l'expropriation de la surface de la terre : *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 34(3). À propos du processus de règlement des différends concernant un bail de surface pouvant mener à une ordonnance du *Surface Rights Board*, voir plus bas la partie 3.3.2. L'opposition au droit d'entrée.

Le bail de surface ou l'ordonnance constitue le droit d'entrée de la personne menant des activités de développement des gaz de schiste.⁷⁴ La personne exerçant le droit d'entrée sur des terres privées conformément aux dispositions applicables doit cependant compenser le propriétaire de la terre pour les dommages ou pertes causés par l'exercice du droit d'entrée. Cette personne doit aussi payer au propriétaire de la terre un loyer pour la durée d'exercice du droit d'entrée.

2.2.3. L'exploration géophysique

Les activités d'exploration géophysiques peuvent être menées à condition d'obtenir au préalable un permis géophysique.⁷⁵ La définition de l'exploration géophysiques couvre les moyens d'exploration du sous-sol par des opérations sismiques, gravimétriques, magnétiques, électriques et géochimiques, à l'exclusion de certains moyens d'exploration tels que les relevés de profil sismique vertical et autres relevés obtenus à partir d'un puits. La définition exclut donc certaines activités d'exploration de la notion légale d'exploration géophysique, de telle sorte qu'il est nécessaire d'obtenir un autre type de permis, tel un permis de puits, pour mener les activités d'exploration géophysique exclues.⁷⁶

Les activités d'exploration géophysiques sont réglementées par le *Geophysical Exploration Regulation*, qui établit les normes et standards applicables. Les principales mesures prévues visent les rapports de programme géophysique, les distances d'éloignement entre les activités et leur voisinage, le forage de trous permettant l'insertion de charges explosives utilisées pour mener des activités d'exploration géophysique (shot holes), et la fin des activités géophysiques.

À l'égard des distances d'éloignement, les activités d'exploration géophysiques menées dans le voisinage d'installations ou d'équipements (incluant un puits, un pipeline d'eau, de gaz ou de pétrole, un câble électrique, une ligne de transmission et une résidence) ne doivent pas endommager ou interrompre l'usage de ces installations ou équipements. Les distances varient en fonction de l'objet protégé, de la source d'énergie utilisée selon qu'elle soit explosive ou non, de la puissance de la source d'énergie, et de l'obtention ou du refus d'une autorisation écrite préalable de la part du propriétaire d'un bâtiment, installation ou équipement voisin.

⁷⁴ *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 141(1), 143(2)(a), 143(2)(b).

⁷⁵ Voir plus haut la partie 2.2.1. Les permis, *Geophysical Exploration Regulation*, BC Reg 280/2010, art. 1, 2, 4-11, schedule 1, 2, *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 1. Les normes réglementaires applicables sont détaillées au niveau administratif par des lignes directrices: Oil and Gas ComMISSION, *Geophysical Exploration Application Manual*, version 1.11, février 2012, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=827&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

⁷⁶ Pour plus de précision, la définition dans le texte de loi se lit ainsi : "geophysical exploration" [...] does not include the use of geophysical well logs, vertical seismic profile surveys or other surveys obtained from a well.

Structure	Distance (m)/Source d'énergie	
	Non explosive	Explosive
Résidence, grange, structure d'irrigation, canalisation d'eau	50	180
Avec l'accord du propriétaire	50	50 < x < 156*
Ouvrage de prélèvement, d'exploration, de recharge ou de surveillance des eaux souterraines à des fins résidentielles, de restauration, ou autres	100	180
Lignes de communication et câbles électriques	2	2
Puits et pipeline d'eau, de gaz et de pétrole	15	32 < x < 226*
Barrage haut de plus de 2,5 m ou de plus de 30 000 m ³ de capacité	50	180
Cimetière	50	100
Installation sceptique	15	15

* Varie en fonction de la puissance de la charge utilisée

Si les activités géophysiques causent des dommages au sol ou à une propriété, le titulaire du permis géophysique doit immédiatement prendre les mesures nécessaires afin d'éviter tout dommages additionnels et réparer les dommages causés aussi tôt que possible. Si le forage d'un trou par le titulaire d'un permis géophysique libère de l'eau ou du gaz qui remonte à la surface, le titulaire du permis doit immédiatement stopper le forage, en aviser le propriétaire du terrain, et installer un bouchon sur le trou de façon à confiner l'eau ou le gaz à sa strate géologique d'origine et à ne pas nuire à l'usage ultérieur de la surface du sol à d'autres fins, telles que l'agriculture.

À l'égard de la fin des activités, le titulaire du permis doit disposer des résidus liquides ou solides et des déchets d'un site de campement d'une façon qui ne cause pas d'effets négatifs pour l'environnement lorsqu'un programme d'exploration géophysique autorisé en vertu d'un permis est complété. De même, les matières ligneuses coupées pour l'établissement du site de campement doivent être brûlées et le site doit être restauré dans un état aussi proche que possible de son état antérieur.

À l'expiration, l'annulation ou l'échéance du permis géophysique, son titulaire doit respecter des normes établies sous l'*Environmental Protection and Management Regulation*.⁷⁷ Ainsi, après la fin des opérations d'exploration géophysique, les conditions suivantes doivent être respectées dans la zone où les activités ont été menées : les sols compactés doivent être décompactés; les sols enlevés doivent être remis en place, et la structure antérieure de ces sols doit être restaurée dans la mesure du possible, incluant par des mesures de stabilisation afin d'éviter une érosion accrue; le drainage naturel des sols et la végétation doivent être restaurés dans la mesure du possible; des mesures doivent être prises afin de promouvoir la restauration des habitats naturels existant avant les activités géophysiques; les structures permettant de traverser un cours d'eau, un milieu humide ou un lac doivent être enlevées.

⁷⁷ Voir *Geophysical Exploration Regulation*, BC Reg 280/2010, art. 12, *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 40(e), et *Environmental Protection and Management Regulation*, art. 19(a) à (g). À propos de l'expiration, de l'annulation et de l'échéance des permis, voir plus bas la partie 2.4.1. La fin des activités.

2.3. L'exploitation

Le titulaire d'un permis d'activités liées aux hydrocarbures doit préparer et tenir à jour les rapports, registres, plans de réponse aux urgences, et autres plans prescrits.⁷⁸ Les documents et informations préparés et tenus à jour doivent être soumis à l'*Oil and Gas Commission* sur requête, et dévoilés au public conformément aux dispositions réglementaires applicables.

2.3.1. La réglementation des activités

2.3.1.1. Les puits

Le *Drilling and Production Regulation*, établit un régime détaillé pour l'ensemble des activités de forage de gaz naturel, régime qui couvre notamment la localisation et le positionnement des puits, les standards applicables aux équipements de forage et aux tubages de puits, le colmatage et la restauration des puits, la gestion des substances produites telle l'eau de reflux ou de production, les impacts atmosphériques, la fracturation hydraulique, la sécurité, et la protection de l'environnement.⁷⁹ Les dispositions de ce règlement sont ventilées dans plusieurs parties du texte afin de respecter sa structure d'ensemble et de mettre l'emphase sur certaines questions pertinentes dans le contexte québécois. Notamment, les dispositions traitant des impacts sur les ressources hydriques et l'atmosphère, y compris la fracturation hydraulique, sont détaillées plus bas dans la partie 2.3.2. L'aspect environnemental.

- Localisation des puits

Des périmètres d'éloignement sont imposés en fonction des aires d'espacement détaillées plus haut.⁸⁰ Si un puits ou des installations de forage sont situés à 800 m ou moins d'un lieu habité tel qu'une résidence, une école, un lieu d'activités de plein air ou autre, une clôture doit être érigée autour du site de forage. Un titulaire de permis doit faire en sorte que l'équipement de production de puits se situe à au moins 60 m des routes, immeubles et autres bâtiments publics. Un titulaire de permis de puits ne doit pas forer un puits dans un périmètre inférieur à 40 m de l'assiette d'une route et à 100 m d'une structure permanente.

- Normes de sécurité

En tout temps pendant l'opération d'un puits, le titulaire d'un permis de puits doit assurer l'installation d'équipements de contrôle fiables afin de prévenir les résurgences et d'éviter les explosions. Les équipements de contrôle, et en particulier ceux qui sont reliés au contrôle de la pression, doivent être testés régulièrement afin d'assurer la sécurité des opérations. Toutes les mesures raisonnables doivent être prises pour empêcher ou rectifier la perte de contrôle d'un puits. En particulier, le système de fluide de forage et son équipement de surveillance doivent permettre un forage sécuritaire et former une

⁷⁸ *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 38.

⁷⁹ Voir généralement *Drilling and Production Regulation*, BC Reg 282/2010, art. 5, 7, 9-13, 15-18, 26, 29-38, 39(3), 45, 45(2), 47, 47(g), 48, 53, 64, 67, 73-75, 77. Les normes réglementaires applicables au forage et à l'opération des puits sont complétées par des lignes directrices: Oil and Gas Commission, *Well Drilling Guidelines*, version 1.4, août 2011, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=919&type=.pdf>], et Oil and Gas Commission, *Well Completion, Maintenance and Abandonment Guidelines*, version 1.8, avril 2012, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=920&type=.pdf>] (1^{er} avril 2012).

⁸⁰ Voir plus haut la partie 2.1.2.3. La dimension territoriale des principaux titres.

barrière adéquate contre la pression remontant de la formation géologique. Le personnel de forage doit être adéquatement formé et assez nombreux pour assurer un forage sécuritaire. Des dispositions spécifiques imposent des mesures de sécurité afin de prévenir les incendies. Le titulaire d'un permis de puits ne doit pas stocker de l'essence ou un combustible liquide à moins de 25 m d'un puits, et faire en sorte que l'écoulement accidentel de ces liquides ne se fasse pas dans la direction du puits. Les explosifs doivent être stockés de façon sécuritaire à au moins 150 m de tout lieu où prennent place des opérations de forage, de production ou de traitement des gaz.

- Spécifications techniques

Le titulaire d'un permis de puits doit installer la signalisation adéquate et assurer le maintien du site de forage dans un état approprié, de même que le bon fonctionnement des équipements utilisés conformément aux instructions des manufacturiers et aux règles de l'art applicables. La colonne de production doit contenir des fluides inhibiteurs de corrosion et la tête de forage doit être équipée d'une garniture d'étanchéité. Le tubage et l'enveloppe du puits doivent être en mesure de supporter les conditions d'exploitation maximales prévues, l'espace annulaire du puits doit être cimenté, et l'enveloppe de surface d'un puits doit être suffisamment profonde pour permettre le contrôle de la pression et servir d'ancrage approprié pour les équipements de protection contre les explosions. Lorsqu'un puits est colmaté, le titulaire d'un permis de puits doit assurer l'intégrité du puits à long terme, et empêcher l'augmentation de la pression dans chaque section du puits.

- Normes opérationnelles

Des carottes de forage doivent être prélevées, traitées, identifiées, entreposées, analysées et acheminées à l'*Oil and Gas Commission* selon des normes précises.⁸¹ Des rapports de forage quotidiens, d'analyse de carottes, de la géologie du gisement foré, de tests et levées, et des quantités de gaz extraites, produites, traitées, et vendues, doivent être produits et acheminés à l'*Oil and Gas Commission*. Des levées de déviation de forage directionnel doivent aussi être complétées. Les équipements et méthodes de mesure des puits et autres installations de production doivent permettre de déterminer les volumes de gaz produits, de quantifier la production de résidus de production, d'évaluer la pression dans les gisements forés et les redevances et taxes dues. La composition du gaz produit doit être analysée par le titulaire d'un permis de puits dans les six mois de la date de production initiale et un rapport à cet effet doit être acheminé à l'*Oil and Gas Commission*. La quantité et le débit de l'eau, l'air, le gaz ou tout autre fluide injecté par un puits dans une formation souterraine doivent être mesurés et un rapport mensuel détaillant les activités d'injection doit être envoyé à l'*Oil and Gas Commission*.

⁸¹ Les normes réglementaires sont complétées par des lignes directrices: Oil and Gas Commission, *Core Testing Standards*, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1227&type=.pdf>], Oil and Gas Commission, *Well Testing Requirments*, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=618&type=.pdf>], et Oil and Gas Commission, *Reservoir Pressure Survey Test Report Instructions*, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=618&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

2.3.1.2. Les pipelines

L'*Oil and Gas Activities Act* définit un pipeline comme une canalisation transportant du gaz naturel, des solides, de l'eau générée par la production de gaz naturel ou transportée d'une installation de production à une installation de stockage, et d'autres substances prescrites par règlement. Cependant, la notion de pipeline ne couvre pas une tête de puits, les canalisations réglementées par le *Gas Utility Act* et transportant du gaz naturel à une pression de moins de 700 kPa vers des consommateurs, et les lignes de débit (flow lines) qui canalisent le gaz entre une tête de puits et des installations ou le gaz est purifié, traité et stocké avant d'être canalisé sur de longues distances.⁸²

La construction et l'opération d'un pipeline sont soumises à l'obtention d'un permis de pipeline de l'*Oil and Gas Commission*.⁸³ Le régime de l'*Oil and Gas Activities Act* prévoit un traitement spécifique détaillé pour les pipelines.⁸⁴ Certaines dispositions particulières ont trait aux restrictions au droit d'entrée, qui ne s'appliquent généralement pas à l'entrée, l'occupation et l'utilisation d'un terrain privé pour la construction et l'opération d'un pipeline, de telles activités pouvant être menées malgré l'opposition du propriétaire du terrain, celui-ci pouvant éventuellement être exproprié à défaut d'entente.⁸⁵ Un accord administratif place le traitement de toutes les demandes d'autorisation pour des activités afférentes à des pipelines, telles que les autorisations de déforestation du corridor d'un pipeline ou de modification des cours d'eau traversés par un pipeline en vertu du *Water Act* et du *Forest Act*, sous la responsabilité de la commission.⁸⁶

Un règlement afférent à l'*Oil and Gas Activity Act*, le *Pipeline and Liquefied Natural Gas Facility Regulation*, particularise d'avantage la gestion des activités liées aux pipelines sous la législation provinciale. En vertu de ce règlement, le design, la construction, l'opération et l'entretien des pipelines et de leurs stations de compression doivent être conformes aux dispositions de la norme Z662 émise par l'Association canadienne de normalisation. Des programmes de gestion d'intégrité, de prévention des dommages, et de gestion des urgences doivent être préparés et soumis à l'*Oil and Gas Commission* par le titulaire du permis de pipeline.⁸⁷ Tout déversement accidentel ou défaut de fonctionnement pouvant causer des risques pour la sécurité du public ou pour l'environnement doit être documenté dans un

⁸² Voir *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 1, 141(1), *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 1(2), et *Gas Utility Act*, RSBC 1996, c 170, art. 1.

⁸³ *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 1(2), 21. Voir aussi Oil and gas Commission, *Pipeline Permit Application Manual*, version 1.10, février 2012, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=849&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

⁸⁴ Voir généralement *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 9, 23, 23(2), 23(3), 28, 34, 35(3), 74, 76, 97, *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 145(2), *Pipeline and Liquefied Natural Gas Facility Regulation*, BC Reg 281/2010, art. 1, 2(b), 3, 4, 5(1), 5(2), 7, 7(1), 8, 9-12, et Oil and gas Commission, *Pipeline Operations Manual*, version 1.9, février 2012, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=879&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

⁸⁵ Pour les dispositions générales relatives au droit d'entrée, voir plus haut la partie 2.2.2. Le droit d'entrée.

⁸⁶ Oil and gas commission, *Transfer of Permits and Authorizations for Federally Regulated Pipelines*, Industry Bulletin 2012-04, 12 mars 2012, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1222&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012)

⁸⁷ british Columbia Common ground alliance, *Recommended Practice for Damage Prevention Programs*, mars 2011, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1174&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

registre. Si un pipeline cesse d'être utilisé pendant 18 mois, le pipeline doit être désaffecté selon les dispositions de la norme Z662. Des dispositions générales requièrent la remise en état des sols après les travaux de construction d'un pipeline et lors de la désaffectation d'un pipeline.

Par ailleurs, la réglementation des activités liées aux pipelines est aussi tributaire d'un régime détaillé au niveau fédéral sous la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et ses règlements.⁸⁸ L'autorité de l'*Oil and Gas Commission* ne s'étend pas aux activités visées par les dispositions du régime fédéral. Le régime fédéral est aussi applicable au Québec et il est pertinent d'en tracer les grandes lignes. La *Loi sur l'Office national de l'énergie* s'applique aux pipelines qui servent au transport de gaz d'une province à une autre ou d'une province à un terminal de chargement en haute mer, et couvre toutes les extensions des canalisations de tels pipelines de même que leurs réservoirs de stockage, équipements de compression, pompes, équipements de communication et autres installations afférentes.⁸⁹ En vertu de cette Loi, la construction et l'opération d'un pipeline sont soumis à l'obtention d'un certificat de l'*Office national de l'énergie*. Des plans de tracé et devis de construction du pipeline projeté doivent être soumis afin d'obtenir le certificat. Une audience publique peut être requise avant l'obtention du certificat lorsque des propriétaires immobiliers voisins du tracé prévu s'opposent au projet de pipeline. Finalement, le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* détaille des normes 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.

2.3.1.3. Les réservoirs souterrains

Le *Petroleum and Natural Gas Act* prévoit certaines dispositions régulant l'aménagement et l'opération de réservoirs de stockage souterrains, qui sont définis comme des réservoirs souterrains naturels pouvant être utilisés pour l'injection, la disposition, l'entreposage ou le recouvrement du gaz naturel, de déchets y afférents, ou d'eau de production. En vertu de cette Loi, une personne peut effectuer des activités d'exploration géophysique afin de trouver un réservoir de stockage uniquement si une licence est obtenue pour ce faire, si les activités sont menées conformément à l'*Oil and Gas Activities Act*, et si ne sont pas utilisés certains moyens d'exploration tels que les relevés de profil sismique vertical et autres relevés obtenus à partir d'un puits.⁹⁰ Des frais pour l'émission d'une licence d'exploration de stockage souterrain sont prévus par règlement. En principe, le titulaire d'une licence d'exploration de réservoir de stockage ne peut mener des activités d'exploration à moins de 3 km d'une mine telle que définie par le *Mine Act* ou d'un autre réservoir de stockage.

⁸⁸ *Loi sur l'Office national de l'énergie*, LRC 1985, c N-7. La problématique liée aux compétences concurrentes des provinces et du gouvernement fédéral est traitée par la doctrine: voir 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.

⁸⁹ *Loi sur l'Office national de l'énergie*, LRC 1985, c N-7, art. 2, 29-58, et *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*, DORS/99-294.

⁹⁰ *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 1, 126, et *Petroleum and Natural Gas Storage Reservoir Regulation*, BC Reg 350/97, art. 6.

2.3.1.4. Les routes

La réglementation applicable aux routes construites pour activités d'exploration et d'exploitation des gaz de schiste est divisée en deux régimes selon que la route se situe sur les terres du domaine de l'État ou sur des terres privées.

Les routes qui ne sont pas situées sur les terres du domaine de l'État et qui donnent accès à un site où prend place une activité liée aux hydrocarbures sont elles-mêmes définies comme des activités liées aux hydrocarbures.⁹¹ L'interdiction de mener des activités liées aux hydrocarbures s'applique ainsi à la construction de telles routes, à moins qu'un permis soit obtenu de l'*Oil and Gas Commission*.⁹² En vertu du régime de permis flexible de l'*Oil and Gas Activities Act*, la construction d'une route d'accès à un site d'activité liée aux hydrocarbures peut faire l'objet d'un permis spécifique, c'est-à-dire un permis de route, ou être autorisée comme activité afférente sous un permis de puits. Les détails et conditions du processus d'application pour obtenir un permis de route sont établis par des lignes directrices de l'*Oil and Gas Commission*. Une route doit être construite de façon à minimiser les impacts environnementaux et l'occupation du sol par l'utilisation de techniques et d'ouvrages de drainages appropriés. Des mesures de remise en état du sol et de rétablissement des patrons de drainage naturel doivent aussi être respectées lorsqu'une route est désaffectée.

Par ailleurs, un règlement particulier gouverne la gestion des routes construites sur les terres de l'État pour permettre les activités liées aux hydrocarbures. Le *Petroleum Development Road Regulation* établit les modalités pour les demandes de permis auprès de l'*Oil and Gas Commission*.⁹³ La commission peut imposer les conditions qu'elle juge adéquate pour la construction d'une route. Les routes autorisées sont soumises au *Motor Vehicle Act* à titre d'autoroutes et sont en principe ouvertes à la circulation du public, mais l'opérateur de la route dispose du pouvoir de réglementer son usage en imposant des limites de vitesse, des tailles maximales pour les véhicules, et une signalisation particulière.

2.3.2. L'aspect environnemental

Le titulaire d'un permis d'activités liées aux hydrocarbures et la personne effectuant de telles activités doivent généralement se conformer aux mesures de protection de l'environnement établies en vertu de l'*Environmental Protection and Management Regulation*.⁹⁴ Cependant, ce règlement ne s'applique qu'aux terres du domaine de l'État. Des mesures de protection de l'environnement contenues dans d'autres règlements s'appliquent à toutes les activités, qu'elles soient menées sur les terres de l'État ou non. Cette partie présente en introduction certaines mesures de protection de l'environnement relatives

⁹¹ *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 1(2), et *Prescribed Roads Regulation*, BC Reg 8/2011, art. 1.

⁹² Voir *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 21, et *Oil and Gas Commission, Road Application and Operations Manual*, version 1.8, février 2012, p.4, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=962&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012). À l'égard de l'obtention d'un permis, voir plus haut la partie 2.2.1. Les permis.

⁹³ Voir *Petroleum Development Road Regulation*, BC Reg 356/98, art. 1, 9, 10, 13.

⁹⁴ *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 36, 98, 103, 104, et *Environmental Protection and Management Regulation*, BC Reg 200/2010, art. 2, 17, 19. Les dispositions réglementaires applicables sont détaillées par des lignes directrices: *Oil and Gas Commission, Environmental Protection and Management Guide*, version 1.7, mars 2012, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=927&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

à des sujets divers tels que les sols et la biodiversité, pour ensuite détailler la protection des ressources hydriques (2.3.2.1. L'eau) et de l'atmosphère (2.3.2.2. L'air).

Plusieurs dispositions visent la protection des sols sur les terres du domaine de l'État. La personne qui mène des activités liées aux hydrocarbures sur le site d'un puits, d'une installation de production et d'un corridor de pipeline, et qui ce faisant altère la surface du sol, doit prendre des mesures pour minimiser les changements à l'écoulement de l'eau sur le sol et pour éviter que la zone d'opération ne devienne instable. Aussi, après la fin des activités liées aux hydrocarbures, les conditions suivantes doivent être respectées dans la zone où les activités ont été menées : les sols compactés par les activités doivent être décompactés; les sols enlevés pour mener les activités doivent être remis en place, et la structure de ces sols doit être restaurée dans la mesure du possible, notamment par des mesures de stabilisation afin d'éviter une érosion accrue; le drainage naturel des sols et la végétation doivent être restaurés; des mesures doivent être prise afin de promouvoir la restauration des habitats naturel préexistants; les structures permettant de traverser un cours d'eau, un milieu humide ou un lac doivent être enlevées.

Certaines normes de protection des sols s'appliquent aux titulaires de permis de puits et s'étendent à tout le territoire provincial.⁹⁵ Avant de commencer ou de compléter un forage, de boucher un puits, ou de commencer la production à partir d'un puits, le titulaire d'un permis de puits doit s'assurer que des dispositions ont été prises afin d'assurer une gestion adéquate du gaz, de l'eau de reflux, de l'eau de production, des fluides de forage, des substances chimiques, et des résidus et déchets. Dès l'arrêt des opérations sur un puits, le titulaire d'un permis de puits doit restaurer la surface du sol qui ne sera plus utilisée par la suite dans un état qui prévient tout risque, empêche l'érosion, et permet le contrôle des mauvaises herbes et du ruissellement.

D'autres mesures visent la protection de la biodiversité. Sur les terres de l'État, l'*Oil and Gas Commission* doit considérer certains objectifs environnementaux déterminés par le gouvernement lorsqu'elle décide ou non d'accorder un permis d'activité liées aux hydrocarbures.⁹⁶ Ainsi, les sites de forage et de production et les corridors de pipelines ne doivent pas, en principe, être situés dans un habitat faunique, l'habitat d'une espèce protégée, une aire d'hivernage des ongulés, une aire de forêt protégée, ou une aire désignée de protection patrimoniale. Cependant, ces restrictions peuvent être écartées lorsque l'impact des activités d'exploitation des hydrocarbures peut être minimisé de diverses façons.

Finalement, certaines normes peu détaillées visent des sujets divers.⁹⁷ Le titulaire d'un permis de puits doit s'assurer que les opérations effectuées sur un site de forage ne causent pas de bruit excessif. La personne qui mène des activités liées aux hydrocarbures doit prendre des mesures afin d'éviter d'introduire et de propager les espèces invasives ou des insectes néfastes pour les forêts.

⁹⁵ *Drilling and Production Regulation*, BC Reg 282/2010, art. 20, 28.

⁹⁶ Voir *Environmental Protection and Management Regulation*, BC Reg 200/2010, art. 6, 7, 8, 25, 26, 29-32, 35, et plus haut la partie 2.2.1. Les permis. Les divers habitat et aires naturels désignés ou protégés sont détaillées dans Oil and Gas Commission, *Environmental Protection and Management Guide*, version 1.7, mars 2012, p.42-61, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=927&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

⁹⁷ *Drilling and Production Regulation*, BC Reg 282/2010, art. 40, *Environmental Protection and Management Regulation*, BC Reg 200/2010, art. 15, 16, et Oil and Gas Commission, *British Columbia Noise Control Best Practices Guideline*, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1237&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

2.3.2.1. L'eau

L'*Oil and Gas Commission* a tracé récemment un portrait de l'impact du développement des hydrocarbures en Colombie-Britannique sur les ressources en eau.⁹⁸ 98 % des volumes d'eau prélevés sont utilisés à des fins d'hydro-production. La part d'eau prélevée aux fins de l'industrie minière et des hydrocarbures correspond à 1 % des 2 % du volume d'eau dont le prélèvement est autorisé pour les secteurs d'activités autres que l'hydro-production. Les prélèvements autorisés de l'industrie des hydrocarbures s'élèvent à 86 535 000 m³ et représentent 42 % des prélèvements totaux du secteur de l'industrie minière et des hydrocarbures. Les eaux de surface fournissent la majeure partie de l'eau utilisée au cours des opérations d'exploration et d'exploitation des gaz de schiste. En 2009, L'*Oil and Gas Commission* a émis 807 autorisations de prélèvements d'eau de surface à court terme pour une capacité totale de 78 596 000 m³. Le reste de l'eau prélevée par l'industrie des hydrocarbures, soit 7 866 000 m³, fait l'objet d'autorisations à long terme.

Les questions liées à la gestion de l'eau ont soulevé plusieurs débats dans la province.⁹⁹ Certains aspects particuliers de la gestion des ressources hydriques ont provoqué des critiques spécifiques : l'absence de réglementation globale des prélèvements en eau souterraine en vertu du cadre provincial; l'exclusion de l'industrie des hydrocarbures du régime général de prélèvements à court terme pour être placée sous la responsabilité particulière de l'*Oil and Gas Commission*; l'utilisation de larges volumes d'eau par l'industrie hors des régimes d'autorisation et de supervision en place; l'absence de consultation des communautés autochtones lors de l'octroi de nouvelles autorisations; l'absence d'information claire et détaillée à propos de l'utilisation des prélèvements en eau et des substances injectées dans les eaux souterraines; et, l'application déficiente du principe de l'utilisateur-payeur aux prélèvements en eau compte tenu que ceux-ci sont en général obtenus gratuitement.

- Prélèvements d'eau

Les prélèvements d'eau en Colombie-Britannique sont gérés en vertu du *Water Act*. À l'égard des eaux de surface, il est possible d'obtenir deux types d'autorisation :

- 1- **Une licence** : il s'agit d'une autorisation de prélèvement à long terme pour un usage spécifié qui est émise par le *Ministry of Forests, Lands and Natural Resource Operations*, autorisation qui peut prendre fin notamment lorsque l'eau n'est pas utilisée à des fins bénéfiques (beneficial use) pendant 3 années successives ou quand les conditions d'utilisation ne sont pas respectées.¹⁰⁰ Le *Water Act* et sa réglementation établissent les modalités pour obtenir une licence. La licence

⁹⁸ Oil and Gas Commission, *Oil and Gas Water Use in British Columbia* (Victoria: OGC, 2010).

⁹⁹ Voir Karen Campbell et Matt Horne, *Shale Gas in British Columbia – Risks to B.C.'s Water Resources* (Drayton Valley: Pembina Institute, 2011) et Ben Parfitt, *Fracking up our Waters, HydroPower and Climate: BC's Reckless Pursuit of Shale Gas* (Vancouver: Climate Justice Project, CCPA-BC, University of BC, 2011).

¹⁰⁰ En général, voir *Water Act*, RSBC 1996, c 483, art. 5, 10-14, 23, 100, et *Water Regulation*, BC Reg 204/88, art. 2-5, 7, et schedule A. Le forage, l'injection, et le stockage d'eau sont des utilisations à des fins industrielles en vertu de *Water Act*, RSBC 1996, c 483, art. 1, et *Water Regulation*, BC Reg 204/88, art. 1.1, schedule A, part 2. Le régime de notification des autres utilisateurs est trop simple pour justifier un traitement particularisé plus bas dans la partie 3.2. La consultation et la participation, mais est mentionné en même temps que les recours à l'égard de l'eau plus bas dans la partie 3.3.3. L'utilisation de l'eau.

peut être assortie de conditions d'utilisation de l'eau. Des obligations d'information et de publication de la demande de licence peuvent être imposées afin de donner à d'autres utilisateurs de la ressource la possibilité de présenter des commentaires ou de signaler une opposition au nouveau prélèvement. Des frais et rentes annuelles sont imposés aux titulaires de licence et varient en fonction du type d'utilisation et des volumes prélevés.

- 2- **Une approbation:** il s'agit d'une autorisation de prélèvement à court terme n'excédant pas 12 mois accordée par l'*Oil and Gas Commission* pour l'utilisation ou la diversion d'eau de surface ou pour la modification de cours d'eau.¹⁰¹ Les dispositions prévues à l'égard des licences par le *Water Act* s'appliquent *mutatis mutandis* aux approbations. Des lignes directrices émises par l'*Oil and Gas Commission* complètent le cadre normatif applicable aux approbations, et requièrent notamment des rapports mensuels identifiant le lieu des prélèvements et les volumes utilisés. Le processus de consultation à l'égard des communautés autochtones décrit plus bas s'applique aux approbations en fonction de seuils de prélèvement volumétriques.¹⁰² Les approbations sont les autorisations les plus utilisées dans le secteur des hydrocarbures.

Les approbations et licences de prélèvement peuvent être suspendues.¹⁰³ À l'égard de l'exploitation des hydrocarbures, le pouvoir de suspension des approbations a été utilisé par l'*Oil and Gas Commission*. Des précipitations équivalentes à 30 % des moyennes ont forcé la suspension des approbations accordées dans 4 bassins versants d'août à novembre 2010.

Le régime général d'autorisation du *Water Act* ne s'applique pas aux eaux souterraines.¹⁰⁴ La notion de puits sous le *Water Act* exclut les puits couverts par l'*Oil and Gas Activities Act*. Les prélèvements d'eau souterraine sont plutôt réglementés par le régime sectoriel applicable au développement des hydrocarbures. Le *Petroleum and Natural Gas Act* définit les puits de source comme un trou dans le sol permettant d'obtenir de l'eau à des fins d'injection pour produire des hydrocarbures. Un permis particulier doit être obtenu de l'*Oil and Gas Commission* pour forer et prélever de l'eau dans un tel puits.

¹⁰¹ En général, voir *Water Act*, RSBC 1996, c 483, art. 8, 9, Oil and Gas Commission, *Short-Term Use of Water Application Manual*, version 1.1, décembre 2011, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1171&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).. Les modifications des cours d'eau sont sujettes à un régime particulier sous le *Water Regulation*, BC Reg 204/88, art. 36-44, qui vise à offrir un minimum de protection à l'environnement et aux habitats aquatiques. À l'égard des excavations qui servent à accumuler l'eau de surface, voir notamment Oil and Gas Commission, *Directive 2011-02: Changes in Section 8 Short Term Water Use Approvals*, 2 mars 2011, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1063&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

¹⁰² Voir plus bas la partie 3.2.3. Les autochtones, et Oil and Gas Commission, *Directive 2011-03: First Nations Consultation on Short Term Use of Water Applications*, 20 septembre 2011, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1161&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

¹⁰³ *Water Act*, RSBC 1996, c 483, art. 23, *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 49.1, et Oil and Gas Commission, *Directive 2010-05: Suspension of Surface Water Withdrawals (Peace River)*, 11 août 2010, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=858&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

¹⁰⁴ En général, voir *Water Act*, RSBC 1996, c 483, art. 1, 1.1, *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 1, Oil and Gas Commission, *Well Permit Application Manual*, version 1.17, avril 2012, p.22, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=874&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012), et plus bas la partie 3.2.4. L'évaluation des impacts environnementaux.

Les puits dont le débit de prélèvement de l'eau souterraine est de 75 l/s ou plus sont soumis à la procédure d'évaluation des impacts environnementaux.

Le *Drilling and Production Regulation* établit des normes applicables aux ouvrages de captage de l'eau souterraine qui est utilisée à des fins de forage et de production de gaz.¹⁰⁵ Un titulaire de permis ne doit pas utiliser un tel ouvrage de captage d'une façon qui porte préjudice à l'utilisation de la source d'eau souterraine à des fins agricoles ou d'approvisionnement domestique. Un titulaire de permis doit mesurer la quantité d'eau produite et le débit des ouvrages de captage. Des rapports relatifs à la quantité et la qualité de l'eau produite doivent être acheminés à l'*Oil and Gas Commission*.

- Protection des sources d'eau

La localisation des puits de forage et d'exploitation fait l'objet de normes destinées à protéger les sources d'eau. Des mesures de confinement de surface doivent être mises en place par le titulaire d'un permis de puits lorsque le puits est à moins de 100 m des limites naturelles d'un cours d'eau ou d'une source d'eau potable, ou à plus de 100 m de celles-ci quand la topographie du terrain permet qu'une fuite incontrôlée de fluides issus du site de forage atteigne l'eau.¹⁰⁶

De la même façon, les excavations pour le stockage de résidus de forage font aussi l'objet de normes destinées à protéger les sources d'eau. Une excavation de stockage des résidus liquides résultant d'opérations de forage effectuées par le titulaire d'un permis de puits ne doit pas être à moins de 100 m d'un cours d'eau ou d'une source d'eau potable et à moins de 200 m d'un puits d'alimentation en eau potable, doit être imperméabilisé et localisé au-dessus de la nappe phréatique, et doit être isolé du ruissèlement naturel des eaux de surface.¹⁰⁷

Certaines normes applicables sur les terres du domaine de l'État en vertu de l'*Environmental Protection and Management Regulation* visent plus directement la protection de l'environnement aquatique par le biais de périmètres de protection.¹⁰⁸ Ainsi, la personne qui mène des activités liées aux hydrocarbures sur un site de puits ou d'installations de production et sur un corridor de pipeline doit faire en sorte de ne pas causer d'impacts négatifs à l'égard de la qualité, du débit et des variations naturelles de l'eau dans un aquifère ou un marais, et de l'eau utilisée par un réseau d'aqueduc et un ouvrage de prélèvement souterrain adjacents à moins que certaines conditions soient respectées. Cette personne doit aussi faire en sorte que des substances délétères ne soient pas déposées dans un cours d'eau, un lac et un marais, et que certaines conditions destinées à protéger les poissons soient respectées lors de la traversée de ces plans d'eau par des équipements ou canalisations.

¹⁰⁵ *Drilling and Production Regulation*, BC Reg 282/2010, art. 1, 68-72, et Oil and Gas Commission, *Directive 2010-07 – Reporting of Water Production and Flow Back Fluids*, 6 décembre 2010, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1034&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

¹⁰⁶ *Drilling and Production Regulation*, BC Reg 282/2010, art. 5.

¹⁰⁷ *Drilling and Production Regulation*, BC Reg 282/2010, art. 51.

¹⁰⁸ *Environmental Protection and Management Regulation*, BC Reg 200/2010, art. 9-20.

Par ailleurs, certaines normes sont destinées à limiter les impacts des activités de forage et d'exploitation sur les eaux souterraines.¹⁰⁹ Ainsi, le titulaire d'un permis de puits doit utiliser des fluides de forage non toxiques pendant le forage d'un puits jusqu'à ce qu'un professionnel qualifié soit d'opinion que toutes les couches géologiques perméables entre la surface du sol et une profondeur de 600 m, et les couches contenant de l'eau souterraine non-saline utilisable à des fins agricoles, sont effectivement isolées des fluides de forage. Les joints de tubages doivent être cimentés sur toute leur longueur si la base de l'enveloppe de surface du tubage ne se situe pas en dessous de 600 m ou de toutes les couches géologiques contenant de l'eau souterraine utilisable. Le titulaire d'un permis de puits doit établir et maintenir l'isolation hydraulique entre toutes les zones poreuses dans un puits pendant les opérations et après le colmatage d'un puits, et empêcher les fuites de fluides à partir du puits après le colmatage. Les rapports de forage quotidiens produits par le titulaire d'un permis de puits doivent faire état des résultats des tests effectués sur les formations géologiques et détailler toute perte de fluides de forage dans les formations géologiques.

Finalement, sur les terres du domaine de l'État, l'*Oil and Gas Commission* doit considérer certains objectifs environnementaux déterminés par le gouvernement provincial lorsqu'elle décide ou non d'accorder un permis.¹¹⁰ Ainsi, les sites de forage et de production et les corridors de pipelines ne doivent pas, en principe, être localisés dans certains périmètres de recharge des aquifères et bassins versants, de même que proche des ouvrages de captage et de stockage d'eau. De la même façon, les sites de forage et de production et les corridors de pipelines ne doivent pas, en principe, être situés dans un cours d'eau, un lac, un marécage, une zone de réserve riveraine, et un bassin versant où les ressources halieutiques sont sensibles. Les objectifs environnementaux de protection qui s'appliquent aux cours d'eau, lacs, marécages, et zones de réserve riveraine varient en fonction d'un système de classement des types de plans d'eau qui repose sur des caractéristiques telles les flux de sédiments, les espèces végétales en zone riveraine, la longueur ou largeur d'un cours d'eau, et la grandeur de l'aire d'un lac ou d'un marais. Cependant, ces restrictions peuvent être écartées lorsque l'impact des activités d'exploitation des hydrocarbures peut être minimisé de diverses façons.

- Fracturation hydraulique

Quelques normes de protection s'appliquent aux activités de fracturation hydraulique. Ainsi, un titulaire de permis de puits ne peut mener des opérations de fracturation hydraulique à une profondeur de moins de 600 m à moins qu'une telle opération soit autorisée par le permis.¹¹¹

Par ailleurs, d'autres normes assurent la divulgation des substances utilisées lors des opérations de fracturation hydraulique.¹¹² Un titulaire d'un permis de puits doit tenir et soumettre mensuellement à

¹⁰⁹ Voir *Drilling and Production Regulation*, BC Reg 282/2010, art. 18(2), 18(4), 18(6), 22, 26, 30, 32.

¹¹⁰ Voir *Environmental Protection and Management Regulation*, BC Reg 200/2010, art. 4, 5, 6, 8, 22-24, 27, 28, et plus haut la partie 2.2.1. Les permis.

¹¹¹ *Drilling and Production Regulation*, BC Reg 282/2010, art. 21.

¹¹² Voir *Drilling and Production Regulation*, BC Reg 282/2010, art. 37, Oil and Gas Commission, KERMIT database system, en ligne [<https://kermit.bcogc.ca/Login.aspx>] (1^{er} mars 2012), de même que Oil and Gas Commission, *Fracture Fluid Report Upload Manual*, version 1.1, 12 janvier 2012, en ligne

L'*Oil and Gas Commission* des registres détaillés de la composition de tous les fluides de fracturation utilisés, notamment à propos des ingrédients, de leurs fonctions respectives, de leurs concentrations, de leurs classifications chimiques, des volumes d'eau et de produits injectés, des fournisseurs et producteurs des ingrédients, et des dates des opérations de fracturation. La divulgation des informations pertinentes se fait auprès de l'*Oil and Gas Commission* par le biais d'un site internet. La divulgation au public des informations ainsi obtenues est aussi faite par le biais d'un site internet, *FracFocus*.

Un régime fédéral peut aussi avoir une incidence sur les obligations de divulgation des produits utilisés dans les liquides de fracturation.¹¹³ La *Loi sur les produits dangereux* établit des listes de produits dangereux dont certains peuvent être utilisés dans les liquides de fracturation. En vertu de cette Loi, le fournisseur ou l'importateur d'un produit doit divulguer à l'acheteur du produit des renseignements sur fiche signalétique à propos de la composition chimique exacte du produit. Le Ministre de la Santé du Canada peut requérir d'obtenir les informations divulguées à propos d'un tel produit. Cependant, les renseignements ainsi obtenus sont confidentiels et ne peuvent faire l'objet d'une demande d'accès à l'information en vertu des lois fédérales. De plus, la *Loi sur le contrôle des renseignements relatifs aux matières dangereuses* permet au fournisseur d'un produit assujéti aux obligations de divulgation sous la *Loi sur les produits dangereux* de demander une exemption à ces obligations.

- Injections d'eau¹¹⁴

L'injection d'eau de production dans des formations géologiques souterraines requiert aussi un permis de l'*Oil and Gas Commission*. Le titulaire d'un permis doit faire en sorte que la quantité et le débit de l'eau ou d'un autre fluide injecté dans une formation souterraine sont mesurés. Un rapport d'injection doit être soumis mensuellement à l'*Oil and Gas Commission*. En 2009, il existait 502 puits d'injection autorisés pour un volume injecté total de 262 933 000 m³, l'eau ainsi injectée provenant principalement des opérations de forage et de production des hydrocarbures.

2.3.2.2. L'air

- Normes de sécurité et d'opération¹¹⁵

Le titulaire d'un permis de puits doit équiper chaque puits complété d'un système de détection et de contrôle des fuites de gaz. Un système de confinement capable de détecter et de réagir aux fuites doit être installé sur les puits situés à proximité de lieux habités lorsqu'il existe une possibilité de fuite

[<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1208&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012), et en ligne [www.fracfocus.ca] (1^{er} mars 2012).

¹¹³ Voir *Loi sur les produits dangereux*, LRC 1985, c H-3, art. 13-15, 17, 18, 20, annexe II, *Règlement sur les produits contrôlés*, DORS/88-66, *Liste de divulgation des ingrédients*, DORS/88-64, et *Loi sur le contrôle des renseignements relatifs aux matières dangereuses*, LRC 1985, c 24, art. 11.

¹¹⁴ Voir *Drilling and Production Regulation*, BC Reg 282/2010, art. 74, 75, Oil and Gas Commission, *Oil and Gas Water Use in British Columbia* (Victoria: OGC, 2010) p.24, et Oil and Gas Commission, *Well Permit Application Manual*, version 1.17, avril 2012, p.23, en ligne

[<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=874&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012)

¹¹⁵ En général, voir *Drilling and Production Regulation*, BC Reg 282/2010, art. 39, 41, et Oil and Gas Commission, *Flaring and Venting Reduction Guidelines*, version 4.2, octobre 2011, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=963&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

incontrôlée de gaz contenant du sulfure d'hydrogène. Les normes relatives à la complexité et à la fiabilité du système de confinement varient selon les concentrations en sulfure d'hydrogène, le type de lieu habité et sa proximité au puits. Le titulaire d'un permis de puits doit aussi contrôler chaque puits afin de détecter des émissions fugitives au moment de l'achèvement initial d'un puits, régulièrement au cours de la durée de vie d'un puits, et lors de l'abandon d'un puits. Lorsqu'une valve de ventilation de surface libère des émissions fugitives qui constituent un danger immédiat pour la sécurité ou l'environnement ou qui indiquent une migration de gaz, le titulaire d'un permis de puits doit immédiatement en informer l'*Oil and Gas Commission*. Lors de la découverte d'une valve de ventilation de surface permettant des émissions fugitives qui ne doivent pas faire l'objet d'un rapport à l'*Oil and Gas Commission*, le titulaire du permis de puits doit tester le débit et la pression des fuites, et tenir un registre de ces tests. Les normes réglementaires applicables aux émissions fugitives sont détaillées au niveau administratif dans des lignes directrices émises par l'*Oil and Gas Commission*.

- Brûlage à la torchère¹¹⁶

Règle générale, un titulaire de permis de puits ne doit pas ventiler le gaz dans l'atmosphère à moins que la capacité calorifique ou le débit du gaz soit insuffisant pour supporter un torchage stable, que l'évacuation des gaz soit minimisée en quantité et en durée, et qu'elle ne constitue pas un risque pour la sécurité et ne cause pas d'odeurs hors du site. Par ailleurs, le torchage de gaz est généralement interdit à moins d'être requis en cas d'urgence ou pour des opérations de forage. Un titulaire de permis doit minimiser la durée et la quantité de gaz brûlé à la torchère. Le titulaire d'un permis de puits peut torcher du gaz si le permis l'autorise ou si le reconditionnement ou l'entretien d'un puits le requiert et la quantité cumulative de gaz brûlé en une année n'excède pas 50 000 m³.¹¹⁷ Un titulaire de permis d'installations peut brûler du gaz à une installation si une telle opération est requise à des fins d'entretien ou si le permis autorise le brûlage.

Le titulaire d'un permis doit aviser l'*Oil and Gas Commission* au moins 24 heures avant de procéder à un torchage planifié lorsque la quantité de gaz à brûler excède 10 000 m³. Si un torchage non planifié survient et la quantité de gaz brûlé excède 10 000 m³, l'*Oil and Gas Commission* doit être avisée en moins de 24 heures. Pour tous les autres torchages survenant à un puits, le titulaire du permis de puits doit informer l'*Oil and Gas Commission* de la quantité de gaz brûlée. Le titulaire d'un permis doit tenir un registre de tous les torchages de gaz.

Le titulaire d'un permis doit assurer que les fûts et supports de torchère sont adéquatement ancrés, sont équipés avec des systèmes d'auto-ignition et des détecteurs d'extinction, sont hauts d'au moins 12 m lorsque la teneur en sulfure d'hydrogène excède une certaine concentration, et que le brûlage de gaz ne résulte pas en fumées noires. Les alentours des torchères doivent être libres de matériel combustible et de végétation. Les fûts et supports de torchère doivent être situés à au moins 80 m de toute route,

¹¹⁶ En général, voir *Drilling and Production Regulation*, BC Reg 282/2010, art. 41-44, 47, *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 1, et Oil and Gas Commission, *Flaring and Venting Reduction Guidelines*, version 4.2, octobre 2011, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=963&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012)

¹¹⁷ Des exceptions à cette règle permettent le maintien d'activités permises sous des dispositions abrogées.

bâtiment, ou autre installation publique. Les normes réglementaires applicables aux activités de brûlage à la torchère sont détaillées dans des lignes directrices émises par l'*Oil and Gas Commission*.

- Émissions dans l'atmosphère¹¹⁸

Les rejets de l'industrie des gaz de schiste sont soumis aux normes de l'*Environmental Management Act* qui requièrent un permis lorsque les émissions dans l'atmosphère dépassent certains seuils, incluant la décharge de 30 tonnes ou plus de sulfure et la décharge de 4 tonnes ou plus de composés organiques volatiles. Les émissions de moindre ampleur issues d'équipements spécifiés sont soumises à des normes détaillées, et dans certains cas, à l'obligation d'enregistrer les activités auprès du *Ministry of the Environment*, mais peuvent ne pas requérir d'autorisation spécifique visant chaque projet particulier. Par ailleurs, l'industrie du gaz de schiste sera soumise au plafonnement des émissions de carbone en vertu du *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act* lorsque celui-ci entrera en vigueur. Ce régime est similaire à celui mis en place au Québec et s'inspire du *Western Climate Initiative*.

2.3.2.3. Les déversements

Un titulaire d'un permis d'activités liées aux hydrocarbures et la personne effectuant de telles activités doivent empêcher les déversements et autres fuites de gaz, de solides ou d'autres substances s'échappant d'un pipeline, d'une canalisation, d'un puits, d'une installation ou de tout équipement lié à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures.¹¹⁹ Tout dommage ou défaut de fonctionnement qui peut causer un déversement menaçant la sécurité publique ou l'environnement doit être rapporté à l'*Oil and Gas Commission*.

De plus, des dispositions particulières s'appliquent au titulaire d'un permis de puits.¹²⁰ Le titulaire d'un tel permis doit s'assurer que l'eau produite lors d'activités de forage, les substances chimiques, les fluides de forage, de même que les déchets et résidus provenant d'un puits, d'un réservoir ou d'une autre installation, ne constituent pas un danger pour la santé et la sécurité publique, ne s'écoulent pas, ne polluent pas et n'endommagent pas un terrain, une route publique, un aquifère, un cours d'eau, un lac, et un puits d'alimentation en eau potable. Le titulaire de permis qui complète un ouvrage de stockage des résidus de forage doit faire parvenir un rapport à cet effet à l'*Oil and Gas Commission* dans un délai de 90 jours. Le titulaire d'un permis de puits doit aussi préparer un plan détaillé de gestion des urgences, plan qui est soumis à l'*Oil and Gas Commission* et détermine les actions à accomplir si un déversement survient. Les mesures d'urgence contenues dans un tel plan peuvent inclure l'évacuation des populations avoisinantes et la notification des autorités compétentes.

¹¹⁸ En général, voir *Waste Discharge Regulation*, BC Reg 263/2010, art. 2, et partie 2, schedule 1, *Oil and Gas Waste Regulation*, BC Reg 254/2005, Oil and Gas Commission, *Guidance for Applications to Discharge Air Contaminants from Oil and Gas Facilities in British Columbia*, décembre 2006, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1037&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012), et *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act*, SBC 2008, c 32.

¹¹⁹ *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 1, 37, et *Spill Reporting Regulation*, BC Reg 263/90.

¹²⁰ En général, voir *Drilling and Production Regulation*, BC Reg 282/2010, art. 39, 51, et Oil and Gas Commission, *B.C. Oil and Gas Commission Emergency Response Plan Requirements*, 13 décembre 2004, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=746&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

Si un déversement survient, le titulaire d'un permis d'activités liées aux hydrocarbures ou la personne effectuant de telles activités doit en informer l'*Oil and Gas Commission* si le déversement menace la sécurité publique ou l'environnement, contenir et éliminer le déversement, et remédier à la contamination du sol et de l'eau.¹²¹ Toute personne consciente qu'un déversement survient doit faire un effort raisonnable pour l'empêcher ou porter assistance afin de contenir le déversement. L'*Oil and Gas Commission* doit rendre publique les rapports qu'elle reçoit relativement aux déversements. L'*Oil and Gas Commission* dispose du pouvoir d'émettre des ordonnances et de mener les actions nécessaires pour confiner et éliminer les déversements, de même que pour recouvrer les coûts encourus.

2.3.4. L'aspect économique

2.3.4.1. Les garanties

L'*Oil and Gas Commission* peut requérir une garantie financière de la part des demandeurs de permis, des titulaires de permis, ou des acquéreurs d'un permis à la suite de son transfert dans les cas prescrits et selon les modalités imposées par règlement.¹²² La garantie doit être fournie en espèces ou sous la forme d'une lettre de crédit irrévocable émise par une institution financière canadienne accréditée. Le montant minimal de la garantie s'élève à 7 500 \$. À l'égard d'une demande de permis de pipeline, le montant de la garantie s'élève à 50 000 \$/km.

Les dispositions réglementaires relatives aux garanties sont complétées par un système d'évaluation et de gestion des risques mis sur pied par l'*Oil and Gas Commission* et détaillé dans des lignes directrices. Ce système vise à assurer que les titulaires de permis d'activités liées aux hydrocarbures assument les risques financiers de leurs opérations, et permet à l'*Oil and Gas Commission* de déterminer le niveau exact des garanties requises. Le système repose sur l'établissement d'un ratio de l'actif des titulaires de permis par rapport aux risques liés à leurs opérations. Lorsque le ratio est inférieur à 1, les titulaires de permis doivent prendre des mesures afin de limiter les risques. Des rapports fournissant la liste des ratios établis pour chacun des titulaires de permis de même que ceux pour qui une garantie est détenue sont publiés par l'*Oil and Gas Commission*.

L'*Oil and Gas Commission* doit remettre la garantie à celui qui l'a fournie lorsque l'un des critères suivants est respecté: le demandeur d'un permis de pipeline a restauré le sol dans son état initial ou a compensé le propriétaire du sol en vertu d'un accord pour tout dommage ou inconvénient subi; tous les permis de celui qui a fourni la garantie sont résiliés ou transférés, et les dispositions applicables aux permis ont été respectées; un certificat de restauration a été obtenu par le fournisseur de la garantie.

¹²¹ En général, voir *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 37, et *Oil and Gas Activities Act General Regulation*, BC Reg 274/2010, art. 17.1, 49, 50, 52, 55.

¹²² En général, voir *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 23(2)(b)(i), 30, *Fee, Levy and Security Regulation*, BC Reg 278/2010, art. 8, *Oil and Gas Commission, Liability Management Rating Program Manual*, version 1.2, février 2012, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1185&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012), et *Oil and Gas Commission*, en ligne [<http://www.bcogc.ca/industryzone/forms/lmr.aspx>] (1^{er} mars 2012).

2.3.4.2. Les redevances

En plus des frais et des loyers payés sur les titres accordant les droits d'exploration et d'exploitation, le cadre législatif impose des redevances qui échoient à la Province.¹²³ La réglementation afférente au *Petroleum and Natural Gas Act* établit le régime de redevances. Les redevances sont dues par le titulaire d'un lot qui produit et met en marché du gaz naturel produit à partir de ce lot. Les redevances sont payables mensuellement et sont établies par l'administrateur royal nommé par le *Ministry of Energy*. Des intérêts et pénalités sont imposés lorsque le paiement des redevances n'est pas dûment acquitté.

Les redevances portent sur le volume de gaz produit par un puits et sont fixées en fonction d'un ensemble de facteurs, incluant le fait que le gaz soit produit à partir de terres appartenant à l'État ou à un propriétaire privé, que le gaz soit ou non un sous-produit de l'exploitation du pétrole, de la date du forage d'un puits de production, de la moyenne quotidienne de volume de gaz brut produit, et du prix de référence du gaz produit. Le prix de référence est fixé en fonction du prix de vente moyen du gaz par le producteur, compte tenu des coûts de traitement et de transport.

Outre la réglementation prescrivant les normes généralement applicables pour le paiement des redevances, le *Ministry of Energy* peut conclure des ententes particulières établissant le montant des redevances payées au gouvernement pour la production de gaz naturel à partir d'une opération conjointe (unitized). De plus, une taxe spécifique peut être imposée sur la production de gaz naturel à partir des terres dont les ressources en sous-sol n'appartiennent pas à l'État provincial.

Un programme fiscal destiné à stimuler certaines activités de production d'hydrocarbures, et en particulier la production par puits profonds, a été instauré en 2009 afin de réduire les redevances dues. Un régime réglementaire spécial, qui ne vise actuellement que la zone géographique où se trouvent les principaux gisements de gaz de schiste, permet d'établir des redevances différentes pour certains projets d'exploitation du gaz naturel qui ne seraient pas rentables sous le régime général de redevance.

2.3.4.3. Les autochtones

La Colombie-Britannique et plusieurs communautés autochtones désignées comme Premières Nations du Traité 8 ont conclu des accords économiques, ou *Economic Benefit Agreements*, qui offrent un cadre de développement pour les relations intercommunautaires et procurent des compensations financières aux communautés autochtones.¹²⁴ Les *Economic Benefit Agreements* ont une durée de 15 ans et

¹²³ En général, voir *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 74, 78, 80, 81, *Petroleum and Natural Gas Royalty and Freehold Production Tax Regulation*, BC Reg 495/92, art. 1, 4, 6, *Net Profit Royalty Regulation*, BC Reg 98/2008, Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, *Oil and Gas Stimulus Package – Fact Sheet*, août 2009, en ligne [<http://www.empr.gov.bc.ca/OG/Pages/default.aspx>] (1^{er} mars 2012), et Ministry of Energy and Mines, en ligne [<http://www.empr.gov.bc.ca/OG/OILANDGAS/ROYALTIES/NETPROFITROYALTYPROGRAM/Pages/default.aspx>] (1^{er} mars 2012). Pour une explication détaillée du système de redevance, voir Ministry of Finance, *Oil and Gas Royalty Handbook* (Victoria: Colombie-Britannique, 2011), en particulier à p.31-35, en ligne [http://www.sbr.gov.bc.ca/business/Natural_Resources/Oil_and_gas_royalties/royalty_handbook/royaltyhandbook.pdf] (1^{er} mars 2012).

¹²⁴ Voir *Amended Economic Benefits Agreements*, 2009, en ligne [http://www.gov.bc.ca/arr/treaty/key/down/amended_economic_benefits_agreement.pdf] (1^{er} mars 2012),

accordent des sommes forfaitaires aux communautés autochtones lors de leur signature en plus de paiements annuels basés sur le niveau de développement des ressources dans le territoire couvert par le Traité 8. Approximativement 43,6 millions \$ ont été payés aux communautés autochtones en vertu des *Economic Benefit Agreements*.

2.4. La fermeture et l'abandon

Afin de situer la problématique de la fermeture et de la restauration des sites d'exploitation des hydrocarbures en Colombie-Britannique, le nombre et le statut de puits existant illustre l'ampleur des risques liés à la fermeture et l'abandon.¹²⁵ Il existe 20 438 sites de puits dans la Province, dont 4 300 sont en voie de développement, 10 300 sont en production active, 2 000 sont en cours de restauration, 3 800 sont pleinement restaurés, 12 sont orphelins et restaurés, et 38 sont potentiellement orphelins sur une période de 100 ans. Des rapports annuels sur les activités de fermeture et restauration publiés par l'*Oil and Gas Commission* donnent un portrait de la situation à cet égard.

En 2010, l'*Office of the Auditor General* de Colombie-Britannique a publié un rapport d'évaluation des risques de contamination des sites d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures.¹²⁶ Ce rapport traite des questions liées à la fermeture des sites et de la prise en charge des puits orphelins. Ses conclusions sont à l'effet que la clarification des responsabilités incombant à différents organismes gouvernementaux peut augmenter l'effectivité du régime applicable, que le développement rapide de l'industrie des hydrocarbures au cours des dernières années peut entraîner des risques de contamination accrus dont la prise en charge n'est pas garantie, que la négligence de ces risques pourrait entraîner leur transfert du secteur privé à la Province, que l'amélioration de la supervision et de la collecte de données à l'égard des activités de l'industrie réduirait ces risques, et que l'information fournie au public par l'*Oil and Gas Commission* à propos de ces risques n'est pas suffisante pour juger de l'efficacité du régime de gestion. Les recommandations spécifiques faites par l'*Office of the Auditor General* incluent la mise en place de lignes directrices permettant la classification des sites contaminés, l'affectation de ressources supplémentaires afin de procéder à l'évaluation des sites en attente de classification, le développement d'un programme de gestion des risques de contamination cumulative, et le dépôt de garanties suffisantes en fonctions du patrimoine de l'exploitant d'un site.

Ministry of Energy and Mines, *British Columbia's Natural Gas Strategy: Fuelling B.C.'s Economy for the Next Decade and Beyond* (Victoria: British Columbia, 2012) p.10, Ministry of Energy and Mines, *British Columbia's Natural Gas Strategy : Fuelling B.C.'s Economy for the Next Decade and Beyond* (Victoria: British Columbia, 2012) p.18, et de façon plus générale, Ministry of Aboriginal Relations and Reconciliation, *Treaty 8 First Nations Agreements*, en ligne [http://www.gov.bc.ca/arr/treaty/key/treaty_8.html] (1^{er} mars 2012).

¹²⁵ Voir Oil and Gas Commission, *Release of the Office of the Auditor General Audit on Oil and Gas Contamination Risk*, Information Bulletin 2010-08, 12 février 2010, p.2, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=522&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012), et Oil and Gas Commission, *2009/2010 BC Oil and Gas Commission Site Restoration Annual Report*, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1019&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

¹²⁶ Office of the Auditor General, *Oil and Gas Site Contamination Risks: Improved Oversight Needed* (Victoria: Colombie-Britannique, 2010), en ligne [<http://www.bcauditor.com/pubs/2010/report8/oil-and-gas-site-contamination-risks-improved-oversight-n>] (1^{er} mars 2012).

Les constats de l'*Office of the Auditor General* enrichissent la réflexion à l'égard de la portée et du fonctionnement du cadre législatif décrit dans les prochaines parties qui s'applique à la fin des activités d'exploitation des gaz de schiste (2.4.1), à la restauration des sites d'exploitation (2.4.2), et à la prise en charge des sites contaminés orphelins (2.4.3).

2.4.1. La fin des activités

En principe, un permis d'activités liées aux hydrocarbures expire après une période de 2 ans à moins que l'activité permise ait été amorcée avant la fin de cette période.¹²⁷ Le titulaire de permis peut présenter une demande d'extension de permis, généralement pour une année supplémentaire. S'il n'expire pas, un permis prend fin, en principe, lorsqu'il ne sert plus et échoit en vertu d'une déclaration de l'*Oil and Gas Commission* à la suite d'une demande du titulaire du permis ou à la propre initiative de la commission. L'*Oil and Gas Commission* peut aussi décider de son propre chef d'annuler un permis ou d'en modifier les conditions lorsque son titulaire n'en respecte pas les conditions, ne se conforme plus aux critères requis pour détenir un permis, contrevient à une disposition applicable, ou agit d'une façon qui démontre son inaptitude à détenir un permis.

Lorsqu'un permis expire, échoit ou est annulé, celui qui en était le titulaire doit néanmoins respecter et accomplir chacune des obligations qui n'ont pas encore été accomplies et qui sont imposées par le permis ou relativement au permis par l'*Oil and Gas Activities Act* et ses règlements d'application, de même que par l'*Environmental Management Act*, la *Forest Act*, l'*Heritage Conservation Act*, la *Land Act*, et la *Water Act*. De plus, le titulaire du permis expiré, échu ou annulé doit accomplir toute autre action ordonnée par l'*Oil and Gas Commission* à des fins de restauration ou de protection du public.

Le titulaire du permis expiré, échu ou annulé peut demander et obtenir un certificat de restauration s'il respecte et accomplit les obligations applicables. Néanmoins, l'expiration, l'échéance ou l'annulation d'un permis, de même que l'obtention d'un certificat de restauration, ne libèrent pas son titulaire des conséquences et sanctions d'une contravention aux obligations qu'il doit respecter ou accomplir, ni de toute responsabilité imposée en vertu de l'*Environmental Management Act*, du *Forest Act*, de l'*Heritage Conservation Act*, du *Land Act*, et du *Water Act*. En somme, il n'est pas obligatoire de procéder à la restauration d'un site, mais il est désirable de le faire pour limiter l'étendue de sa responsabilité potentielle.

2.4.2. La restauration

En général, la contamination du sol et de l'eau souterraine est gérée par les dispositions de la partie 4 de l'*Environmental Management Act* de même qu'un de ses règlements d'application, le *Contaminated Sites Regulation*. Le régime établi par ces instruments est détaillé par de nombreuses dispositions, et son application est supportée par de nombreux protocoles et lignes directrices.

¹²⁷ À l'égard de la fin des activités, voir en général *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 25, 27, 32, 40-42, et *Oil and Gas Activities Act General Regulation*, BC Reg 274/2010, art. 8.

Le régime imposant la restauration des sites est géré en collaboration par l'*Oil and Gas Commission* et le *Ministry of the Environment*.¹²⁸ L'*Oil and Gas Commission* est responsable d'évaluer toutes les demandes de certificat de restauration et le profil des sites d'exploitation des hydrocarbures afin de déterminer les besoins de caractérisation des sites en vertu des dispositions de l'*Environmental Management Act* et du *Contaminated Sites Regulation*. Lorsque le site n'est pas caractérisé comme un site à risque de contamination élevé, l'*Oil and Gas Commission* est en charge de l'administration et de la supervision des sites d'exploitation des hydrocarbures. Cependant, le *Ministry of the Environment* reste responsable de l'ensemble des activités d'évaluation, de décontamination, de supervision et de certification pour les sites d'exploitation des hydrocarbures qui sont caractérisés comme site à risque de contamination élevé. Quoi qu'il en soit, l'*Oil and Gas Commission* ne délivre pas de certificat de restauration sans l'approbation du *Ministry of the Environment*. Le processus menant à la restauration d'un site d'exploitation des hydrocarbures se déroule selon les étapes suivantes:¹²⁹

- 1- Si le titulaire d'un permis d'activités liées aux hydrocarbures présente une demande de certificat de restauration, il doit fournir un profil de site à l'*Oil and Gas Commission*.¹³⁰ Cette obligation fait l'objet de nombreuses exceptions.¹³¹
- 2- L'*Oil and Gas Commission* évalue le profil de site et impose des frais raisonnables pour cette évaluation.¹³² Le montant des frais payables est déterminé par règlement.
- 3- Si l'évaluation du profil de site provoque des soupçons raisonnables à l'effet que le site est contaminé, l'*Oil and Gas Commission* ordonne au titulaire du permis d'entreprendre à ses frais une caractérisation préliminaire ou détaillée du site et d'en dresser un rapport.¹³³
- 4- Lorsqu'elle reçoit le rapport de caractérisation, l'*Oil and Gas Commission* doit déterminer si le rapport et le processus de caractérisation effectués par le titulaire du permis sont conformes à toutes les exigences et normes applicables.¹³⁴
- 5- Le statut du site comme contaminé ou non-contaminé, de même que les limites spatiales de ce site, sont déterminés en fonction des standards applicables selon l'ensemble des informations et

¹²⁸ Voir *Provincial Sub-Agreement Memorandum of Understanding between the Oil and Gas Commission, Ministry of Environment, Ministry of Agriculture and Lands and the Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources*, 2008, en ligne [<http://www.bcogc.ca/documents/newsreleases/Archives/MOU%20OGC%20MoE%20MAL%20MEMPR.pdf>] (1^{er} mars 2012).

¹²⁹ Un sommaire de l'état du site accompagné d'une recommandation d'un professionnel approuvé doivent être fournis pour franchir la majorité de ces étapes : *Contaminated Sites Regulation*, BC Reg 375/96, art. 71.

¹³⁰ Voir *Environmental Management Act*, SBC 2003, c 53, art. 40(3) et *Contaminated Sites Regulation*, BC Reg 375/96, art. 2, 3(4), 4, 5, item F de schedule 2.

¹³¹ *Contaminated Sites Regulation*, BC Reg 375/96, art. 4.

¹³² *Environmental Management Act*, SBC 2003, c 53, art. 40(4), 40(5), et *Contaminated Sites Regulation*, BC Reg 375/96, art. 9, schedule 3.

¹³³ *Environmental Management Act*, SBC 2003, c 53, art. 41(1). L'objet et le contenu d'une caractérisation de site sont détaillés par les dispositions réglementaires : *Contaminated Sites Regulation*, BC Reg 375/96, art. 58, 59.

¹³⁴ *Environmental Management Act*, SBC 2003, c 53, art. 41(3).

documents obtenus.¹³⁵ Un site est contaminé lorsque des matières dangereuses ou d'autres substances prescrites sont présentes dans le sol, les sédiments, l'eau ou l'eau souterraine du site en quantités ou concentrations qui excèdent les critères numériques, les critères de risque, et les standards ou autres conditions applicables. La définition de matière dangereuse est détaillée par le *Hazardous Waste Regulation* principalement en fonction de seuils de concentration volumétriques ou massiques. Les autres substances prescrites, plus pertinentes à l'égard de l'exploitation des gaz naturels, sont définies par le *Contaminated Site Regulation*. Les seuils de contamination varient selon deux axes en fonction de l'usage du site (et le médium contaminé, de telle sorte que les critères applicables sont flexibles.¹³⁶ La caractérisation d'un site comme contaminé est sensible à la possibilité que de l'eau souterraine ou de surface migrant hors du site serve à des fins agricoles ou de consommation humaine ou à la vie aquatique, de même qu'à la possibilité d'usages environnementaux à proximité d'un puits de forage.¹³⁷ La caractérisation comme site à risque de contamination élevée est établie en fonction de 3 protocoles.¹³⁸ Deux protocoles établissent les critères de caractérisation en fonction de la présence de liquides mobiles en phase non-aqueuse, incluant les hydrocarbures. Un troisième protocole permet de déterminer la présence de tels liquides.

- 6- La responsabilité de la restauration d'un site contaminé est imposée à certaines personnes, incluant le propriétaire actuel ou antérieur du site, l'opérateur actuel ou antérieur du site, et le producteur, l'utilisateur ou le transporteur d'une substance qui a contaminé le site.¹³⁹ Plusieurs exceptions permettent de se libérer de cette responsabilité.¹⁴⁰
- 7- Les personnes qui doivent restaurer un site sont absolument et rétroactivement responsables, conjointement et solidairement, à l'égard de toute personne ou entité gouvernementale, de tous les coûts raisonnables encourus pour la restauration du site.¹⁴¹ Les personnes responsables ne sont pas exonérées du fait que l'introduction dans l'environnement d'une substance causant la

¹³⁵ Voir *Environmental Management Act*, SBC 2003, c 53, art. 39, 44, *Contaminated Sites Regulation*, BC Reg 375/96, art. 1, 11, 12, 14, 15 et *Hazardous Waste Regulation*, BC Reg 63/88, art. 1.

¹³⁶ Voir *Contaminated Sites Regulation*, BC Reg 375/96, art. 1, 11, et schedules 4, 5, 6, 9, 10, 11.

¹³⁷ Voir *Contaminated Sites Regulation*, BC Reg 375/96, art. 11(1)(b), 11(1)(c.3), et Oil and Gas Commission, *Upstream Oil and Gas Classification Tool*, octobre 2009, art. 3.3, en ligne [<http://bcogc.ca/document.aspx?documentID=732&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

¹³⁸ Voir *Environmental Management Act*, SBC 2003, c 53, art. 63, 64, et Ministry of the Environment, en ligne [<http://www.env.gov.bc.ca/epd/remediation/site-risk/classification.htm>] (1^{er} mars 2012), Ministry of the Environment, *Protocol 12, Site Risk Classification, Reclassification and Reporting*, 31 Mai 2010, en ligne [http://www.env.gov.bc.ca/epd/remediation/policy_procedure_protocol/protocols/pdf/protocol12-final.pdf] (1^{er} mars 2012), Ministry of the Environment, *Protocol 16, Determining the Presence and Mobility of Nonaqueous Phase Liquids and Odorous Substances*, 31 mai 2010, en ligne [http://www.env.gov.bc.ca/epd/remediation/policy_procedure_protocol/protocols/pdf/protocol-16.pdf] (1^{er} mars 2012), et Oil and Gas Commission, *Upstream Oil and Gas Classification Tool*, octobre 2009, appendix 1, en ligne [<http://bcogc.ca/document.aspx?documentID=732&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

¹³⁹ *Environmental Management Act*, SBC 2003, c 53, art. 45.

¹⁴⁰ Voir *Environmental Management Act*, SBC 2003, c 53, art. 46, et en particulier art. 46(1)(d), 46(1)(e), 46(1)(j), et *Contaminated Sites Regulation*, BC Reg 375/96, art. 19-33, et en particulier les art. 19, 30.

¹⁴¹ *Environmental Management Act*, SBC 2003, c 53, art. 47.

contamination du site n'était pas prohibée, ou du fait que la décharge de contaminant dans l'environnement était autorisée par une autorisation ou un permis.

- 8- Une ordonnance de restauration peut être donnée à toute personne responsable de la restauration du site.¹⁴² L'ordonnance peut imposer de procéder à la restauration, de contribuer aux coûts d'une autre personne ayant encouru des coûts pour la restauration, ou de fournir des garanties au montant spécifié qui peuvent inclure des propriétés.
- 9- Un certificat de conformité peut être émis quand la restauration est complétée en conformité avec les normes et standards sous l'*Environmental Management Act* ou une ordonnance de restauration, qu'un plan a été préparé et mis en œuvre pour confiner, contrôler et surveiller la contamination résiduelle sur le site, et que les garanties requises ont été données.¹⁴³
- 10- Un certificat de restauration peut être émis par l'*Oil and Gas Commission* lorsque le site ne requiert pas de restauration ou est l'objet d'un certificat de conformité et que toutes les dispositions de l'*Environmental Management Act* ont été respectées.¹⁴⁴

Finalement, certaines mesures visent à garantir que les personnes potentiellement responsables de la contamination du site disposent des ressources nécessaires afin de procéder à la restauration.¹⁴⁵

2.4.3. Les sites orphelins

L'*Oil and Gas Commission* est responsable de la prise en charge et de la restauration des sites orphelins.¹⁴⁶ La commission peut désigner un puits, un pipeline ou une installation et autres équipements servant à la collection, production, traitement ou compression du gaz naturel lorsque leur opérateur est insolvable ou ne peut être identifié. La commission peut aussi désigner un site comme orphelin si elle juge que le site est contaminé directement ou indirectement à cause d'activités liées aux hydrocarbures malgré qu'elle ne puisse identifier la personne qui en est responsable. Depuis la mise en place du régime de prise en charge des sites orphelins, deux sites ont été désignés comme orphelins, mais une douzaine de sites avait déjà été pris en charge par le *Ministry of the Environment* auparavant.

Un fonds gouvernemental, l'*Orphan Site Reclamation Fund*, est mis en place afin de procéder à la restauration des sites orphelins. Le fonds peut servir à payer les coûts encourus par des personnes procédant à des activités de restauration de même que les pertes subies et réclamées par le propriétaire d'un terrain à cause de la contamination. Le paiement fait par l'*Oil and Gas Commission* à un propriétaire de terrain s'élève à un maximum de 50 000 \$ pour la période précédant la désignation d'un

¹⁴² *Environmental Management Act*, SBC 2003, c 53, art. 48.

¹⁴³ Voir *Environmental Management Act*, SBC 2003, c 53, art. 53, *Contaminated Sites Regulation*, BC Reg 375/96, art. 1, 17, 18.

¹⁴⁴ *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 43.

¹⁴⁵ Voir *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 118, 119, *Environmental Management Act*, SBC 2003, c 53, art. 48(8), 48(10)

¹⁴⁶ En général, voir *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 45-47, *Oil and Gas Activities Act General Regulation*, BC Reg 274/2010, art. 29, et *Oil and Gas Commission, 2009/2010 BC Oil and Gas Commission Site Restoration Annual Report*, p.11-12, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1019&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

site comme orphelin, et à une somme équivalant au paiement annuel d'un bail de surface entre la désignation et la fin de la restauration. Les revenus qui constituent l'*Orphan Site Reclamation Fund* proviennent entre autres d'une taxe payée mensuellement par les producteurs qui s'élève à 0,03 \$/1 000 m³ de gaz. À la fin de l'année fiscale 2010, le fonds s'élevait à 3 000 000 \$.

3. LA POPULATION

Cette partie détaille les mesures d'accès à l'information (3.1), les procédures de consultation et de participation (3.2), et les recours spécifiques (3.3) dont disposent la population à l'égard des activités liées aux hydrocarbures.

3.1. Le droit d'accès à l'information

Divers régimes statutaires établissent des normes à l'égard l'accès à l'information par le public.¹⁴⁷ Certains de ces régimes traitent directement des informations relatives aux activités liées aux hydrocarbures. Toutefois, d'autres régimes mettent en place des mesures d'accès à l'information qui touchent indirectement les activités liées aux hydrocarbures mais constituent des sources d'information significatives à cet égard. La présente partie détaille d'abord le régime d'accès à l'information établi en vertu de l'*Oil and Gas Activities Act* puis présente les régimes complémentaires pertinents.

Un règlement afférent à l'*Oil and Gas Activities Act*, l'*Oil and Gas Activities Act General Regulation*, établit le régime de base d'accès à l'information à l'égard des activités liées aux hydrocarbures. Ce règlement vise principalement les mesures de divulgation des rapports géologiques et géophysiques, et des rapports et données de puits. Les rapports et données de puits incluent toute l'information obtenue à propos d'un puits et couvrent les rapports, données et registres de forage, les levées directionnelles, les données et analyses de coffrage ou de tige de puits, les rapports de surveillance, les analyses et rapport de pression, etc. Les rapports géologiques et géophysiques incluent les autres rapports et données qui ne sont pas définis comme des rapports et données de puits.

En principe, les rapports et données de puits de même que les rapports géologiques et géophysiques sont confidentiels et ne peuvent être divulgués par l'*Oil and Gas Commission*. Cependant, l'*Oil and Gas Commission* doit divulguer les rapports géologiques et géophysiques après un minimum de 10 ou 21 ans selon les cas. L'*Oil and Gas Commission* doit aussi divulguer les rapports et données de puits provenant des puits classés comme puits d'exploration quelques mois après le retrait des appareils de forage de ces puits, à moins qu'une demande de prolongation de la confidentialité faite par le titulaire du permis de puits soit acceptée par la commission. L'obligation de confidentialité ne s'applique pas aux instruments d'autorisation statutaire que l'*Oil and Gas Commission* émet, de même qu'aux données et rapports sur la profondeur des puits. De plus, les informations relatives aux substances utilisées pour la fracturation hydraulique ne sont pas visées par l'obligation de confidentialité. Outre les rapports et données visées

¹⁴⁷ En général, voir *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 77, *Oil and Gas Activities Act General Regulation*, BC Reg 274/2010, art. 15-17.1, et *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 122, *Land Act*, RSBC 1996, c 245, art. 7, 7.1, 7.2, 7.4, *Integrated Land and Resource Registry Regulation*, BC Reg 180/2007, Schedule 1, *Environmental Management Act*, SBC 2003, c 53, art. 5(d), 43, *Ministry of Environment Act*, RSBC 1996, c 299, art. 4(2)(d), 4(2)(g), 6.1(2), et *Freedom of Information and Protection of Privacy Act*, RSBC 1996, c 165, art. 33.1(1)(c).

par des dispositions particulières de l'*Oil and Gas Activities Act General Regulation*, tous les instruments et registres relatifs aux titres portant sur les hydrocarbures sont en principe disponible pour consultation par le public. L'*Oil and Gas Commission* doit notamment rendre publique aussi tôt que possible les rapports qu'elle reçoit relativement à des déversements.

En plus des mesures d'accès à l'information établies par le régime de gestion des activités liées aux hydrocarbures, d'autres lois peuvent permettre l'accès à des informations pertinentes. Ainsi, le *Ministry of Agriculture and Land* tient un registre électronique accessible au public, l'*Integrated Land and Resources Registry*, qui contient des informations à propos des droits que l'État confère par transferts de titres et autorisations, incluant des licences, baux, et permis accordés en vertu du *Petroleum and Natural Gas Act* et de l'*Oil and Gas Activities Act*. Des informations sont aussi mises à la disposition du public par le biais des lois de protection de l'environnement. Plus particulièrement, le *Ministry of the Environment* tient un registre des sites contaminés. L'ensemble des informations, avis, profils de site, rapports de caractérisation, et différentes ordonnances émises au cours du processus de restauration sont inclus dans ce registre. Le public doit disposer d'un accès raisonnable aux informations contenues dans le registre conformément aux règlements applicables. Finalement, le *Freedom of Information and Protection of Privacy Act* peut jouer un rôle supplétif à l'égard de l'ensemble des dispositions d'accès à l'information relatives aux activités liées aux hydrocarbures.

3.2. La consultation et la participation du public

Il existe plusieurs procédures de consultation qui permettent à la population ou à certains membres du public de participer au processus décisionnel de développement des hydrocarbures. Les principaux processus de consultation sont détaillés individuellement dans la présente partie. Cependant, un certain nombre de processus de consultation secondaires, qui ne sont pas explicitement enchâssés dans des dispositions législatives ou ont un impact indirect sur des questions liées à l'exploitation des ressources, peuvent avoir une influence sur le développement des gaz de schiste en Colombie-Britannique mais ne sont pas individuellement détaillés dans la présente partie. Par exemple, les avis du *Northeast Energy and Mines Advisory Committee*, un forum d'organisations, de communautés locales et de Premières Nations de la région où prennent place les activités liées aux gaz de schiste, peuvent avoir un impact informel sur le développement des ressources.¹⁴⁸

3.2.1. Les autorisations d'activités liées aux hydrocarbures

Avant qu'une demande pour obtenir un permis d'effectuer des activités liées aux hydrocarbures soit soumise à l'*Oil and Gas Commission*, la personne qui soumet la demande doit se conformer aux obligations de notification et de consultations prescrites.¹⁴⁹ La personne qui soumet la demande doit

¹⁴⁸ À l'égard du *Northeast Energy and Mines Advisory Committee*, voir Ministry of Energy and Mines, en ligne [<http://www.empr.gov.bc.ca/OG/OILANDGAS/NEEMAC/Pages/default.aspx>] (1^{er} mars 2012).

¹⁴⁹ En général, voir *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 22(3), 22(5), 22(6), 24(1)(c), 25(1)(a), 31, 31(5), 31(6), 32, *Consultation and Notification Regulation*, BC Reg 279/2010, art. 3-14, schedule A, et Oil and Gas Commission, *Consultation and Notification Manual*, Version 1.12, mars 2012, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=909&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012). À propos des demandes relatives à des permis d'activité liées aux hydrocarbures, voir plus haut la partie 2.2.1. Les permis.

donner avis de son intention au propriétaire de la terre sur laquelle les activités liées aux hydrocarbures pourraient avoir lieu. Cet avis informe le propriétaire de la terre de la possibilité qu'il présente ses commentaires écrits sur la demande de permis à l'*Oil and Gas Commission*. Si le propriétaire de la terre décide de faire des commentaires, ceux-ci sont acheminés par l'*Oil and Gas Commission* à la personne qui présente une demande de permis. Des obligations et processus similaires s'appliquent lors d'une demande d'amendement ou d'extension de permis.

Outre le propriétaire de la terre, la personne qui présente une demande relative à un permis à l'*Oil and Gas Commission* doit respecter des obligations de notification et de consultation à l'égard des entités suivantes: une municipalité locale ou régionale qui dispose d'immeubles, gère un plan d'aménagement, ou dont le territoire couvre un bassin versant communal désigné; une communauté des Premières Nations; une personne pratiquant l'élevage; une personne qui détient des droits de mener des activités de foresterie ou de pâturage; ou le gouvernement fédéral lorsqu'il possède un immeuble.

L'obligation de notifier ou de consulter ces entités s'applique dans des zones de voisinage établies selon des distances variables prescrites par règlement. La distance prescrite dépend du nombre de puits prévus sur un lot ou de la surface occupée par les installations et équipements qui servent à la production, collection, ou disposition de gaz naturel: la distance qui détermine la portée de l'obligation de notification et de consultation augmente plus le nombre de puits est élevé et plus la surface occupée est grande. Celle-ci peut varier de 1 000 m à 1 800 m. D'autres facteurs que la surface occupée du sol ou le nombre de puits peuvent accroître la distance, y compris la quantité de gaz sulfurés dont l'émission est prévue. De plus, quand les installations ou équipements projetés incluent des stations de pompage, traitement ou compression du gaz naturel, la distance peut s'élever à 3 300 m. D'autres distances spécifiques sont prévues pour des pipelines, des routes et des activités d'exploration géophysique.

Le contenu de l'avis qui doit être envoyé aux entités bénéficiant de l'obligation de notification et de consultation est prescrit par règlement. Ce contenu inclut la description des activités liées aux hydrocarbures faisant l'objet de la demande de permis, de même que la description des inconvénients et des mesures de minimisation liées aux odeurs, à la poussière, au bruit et au trafic routier qui vont être générés par les activités. L'entité qui reçoit l'avis peut faire des commentaires au demandeur du permis à l'effet que les activités de développement des hydrocarbures ne devraient pas être entreprises ou devraient être modifiées, et peut aussi faire une soumission à l'*Oil and Gas Commission* qui est prise en compte lorsque cette dernière décide d'accorder, d'amender ou de continuer un permis.

La personne qui présente une demande de permis à l'*Oil and Gas Commission* doit répondre aux commentaires qu'elle a reçus, et indiquer les changements faits au projet à la suite des commentaires. Si cette personne ne reçoit aucune réponse à l'effet que les activités de développement des hydrocarbures ne devraient pas être entreprises ou devraient être modifiées, ses obligations de notification et de consultation prennent fin. Un rapport des commentaires reçus à la suite de la consultation doit être présenté à l'*Oil and Gas Commission* lors de la présentation d'une demande d'émission, d'amendement ou d'extension de permis.

3.2.2. La restauration des sites contaminés

Lorsqu'un site est contaminé et fait l'objet d'opérations de restauration, une personne responsable de la restauration peut être soumise à une ordonnance lui enjoignant d'effectuer à ses propres frais une consultation publique à propos des activités de restauration.¹⁵⁰ Les facteurs qui guident la décision d'ordonner une consultation publique incluent: la taille et la localisation du site contaminé; la nature de la contamination; son impact potentiel sur la santé humaine et l'environnement; la migration de la contamination hors du site; les méthodes de restauration proposées; la possibilité qu'une consultation publique accroisse la qualité de la caractérisation d'un site; la possibilité qu'une consultation publique permette un choix éclairé des méthodes de restauration. Certains aspects de la consultation qui sont prévus par règlement indiquent que le processus peut inclure la mise à la disposition du public d'informations détaillée sur la contamination par la personne responsable de la restauration.

3.2.3. Les autochtones

Le régime de consultation des communautés autochtones à l'égard des activités de développement des gaz de schiste s'inscrit dans le cadre du droit constitutionnel canadien.¹⁵¹ La protection constitutionnelle des droits autochtones à l'égard de l'exploitation des ressources naturelles fait l'objet de développements jurisprudentiels importants et d'études doctrinales détaillées.¹⁵² La présente partie porte uniquement sur le régime de consultation des Premières Nations mis en place par les autorités provinciales aux fins de développement des hydrocarbures en Colombie-Britannique.

À partir de 1998 et en réponse aux développements jurisprudentiels clarifiant le devoir constitutionnel de consulter les communautés autochtones, la Province a négocié des accords de processus de consultation, les *Consultation Process Agreements*, entre l'*Oil and Gas Commission* et 8 communautés des Premières Nations identifiées collectivement comme les Nations du Traité 8.¹⁵³ Ces accords ont été finalisés en 2006 et établissaient une procédure par laquelle les Premières Nations pouvaient réviser les projets de développement des hydrocarbures. Cependant, 7 des 8 *Consultation Process Agreement* ont expiré en 2011, et l'accord qui reste en vigueur expirera le 30 avril 2013. Les négociations pour le renouvellement des *Consultation Process Agreements* ont échouées jusqu'à présent, les Premières Nations étant insatisfaites du processus de consultation, notamment à cause des délais trop courts pour la révision des projets et de l'insuffisance de l'information fournie par les autorités gouvernementales. Plutôt que de s'engager par le biais de nouveaux accords, les Premières Nations envisagent la possibilité de recours en justice pour assurer le respect de l'obligation constitutionnelle de consulter les

¹⁵⁰ *Environmental Management Act*, SBC 2003, c 53, art. 52, et *Contaminated Sites Regulation*, BC Reg 375/96, art. 55. À l'égard du processus de restauration, voir plus haut la partie 2.4.2. La restauration.

¹⁵¹ Voir *Loi constitutionnelle de 1982*, annexe B de la *Loi de 1982 sur le Canada (R-U)*, 1982, c 11, art. 35.

¹⁵² Plusieurs jugements récents de la Cour Suprême du Canada ont permis de mieux définir la portée des obligations imposées aux autorités gouvernementales à l'égard de la consultation et de la participation des premières nations: *Haida Nation v British Columbia (Minister of Forests)*, 2004 SCC 73; *Quebec (Attorney General) v Moses*, 2010 SCC 17; *Rio Tinto Alcan Inc v Carrier Sekani Tribal Council*, 2010 SCC 43; *Beckman v Little Salmon/Carmacks First Nation*, 2010 SCC 53.

¹⁵³ Wally Braul, "The Changing Regulatory Scheme in Northeast British Columbia" (2011) 49 *Alberta Law Review* 369.

communautés autochtones. Néanmoins, l'*Oil and Gas Commission* tente toujours de parvenir à la signature de nouveaux accords de consultation et a mis en place unilatéralement une procédure de consultation intérimaire.¹⁵⁴ Cette procédure de consultation intérimaire, à laquelle les Premières Nations s'opposent, varie en fonction de l'activité de développement des hydrocarbures proposée et prévoit 4 niveaux de consultation entre l'*Oil and Gas Commission* et les représentants attitrés des Premières Nations selon le type de projet et son importance.

Nonobstant les négociations à propos de la procédure de consultation intérimaire, un accord au long terme semble avoir été conclu entre la Colombie-Britannique et 3 Premières Nations du *Treaty 8* en 2010.¹⁵⁵ Plutôt que de viser les projets de développement des ressources eux-mêmes, le processus de consultation prévu par cet accord vise l'allocation des droits sur les hydrocarbures dans le sous-sol de la Province en vertu du *Petroleum and Natural Gas Act*. Les communautés autochtones disposent de 20 jours pour soumettre leurs commentaires lorsque le *Ministry of Energy* leur fait parvenir un avis que des droits sur les ressources seront offerts au public. Si les communautés autochtones le requièrent, le *Ministry of Energy* doit indiquer par écrit les raisons qui le motivent à ne pas tenir compte des commentaires et conditions demandés au cours du processus de consultation.

3.2.4. L'évaluation des impacts environnementaux

L'évaluation des impacts environnementaux est effectuée par l'*Environmental Assessment Office* selon les dispositions de l'*Environmental Assessment Act*. La liste des projets assujettis au processus d'évaluation est établie par un règlement, le *Reviewable Projects Regulation*.¹⁵⁶ Les projets assujettis qui sont pertinents à l'égard des gaz de schiste incluent les suivants :¹⁵⁷

- **Installations de stockage d'énergie** : Ces installations sont définies comme des emplacements où sont accumulés les hydrocarbures sous quelque forme que ce soit dans le cadre d'opérations visant le transport ou la distribution. Ces installations sont sujettes au processus d'évaluation lorsqu'elles sont capables de stocker du gaz dont la combustion libérerait plus de 3 Pj d'énergie.
- **Installations de traitement du gaz naturel** : Ces installations sont définies comme des installations qui traitent le gaz naturel afin d'en soustraire des liquides autres que l'eau, les sulfures et d'autres substances afin de le rendre conforme aux spécifications requises pour son

¹⁵⁴ Oil and Gas Commission, "Interim Consultation Procedures in Effect", Information Bulletin 2011-08, 1^{er} avril 2011, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1075&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012), et Oil and Gas Commission, *Draft Interim Consultation Procedure with Treaty 8 First Nations*, September 2011, Version 1.1, appendix C, en ligne [<http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1074&type=.pdf>] (1^{er} mars 2012).

¹⁵⁵ Voir *Treaty 8 – BC Long Term Oil and Gas Agreement*, 2010, en ligne http://www.gov.bc.ca/arr/treaty/key/down/treaty_8_long_term_oil_gas_agreement.pdf (1^{er} mars 2012).

¹⁵⁶ *Environmental Assessment Act*, SBC 2002, c 43, art. 5, et *Reviewable Projects Regulation*, BC Reg 370/2002, art. 1, 3, 4, et Environmental Assessment Office, *Environmental Assessment Office User Guide*, Mise à jour d'avril 2010, en ligne [http://www.eao.gov.bc.ca/pdf/EAO_User_Guide.pdf] (1^{er} mars 2012). En plus des quelques projets décrits, plusieurs autres projets, y compris des modifications à des projets existant, sont soumis au processus mais le détail de ceux-ci ne peut être fournis dans le présent format.

¹⁵⁷ Voir *Reviewable Projects Regulation*, BC Reg 370/2002, art. 9, table 8, items 1, 3, 4, et art. 11, table 9.

transfert par pipeline. Ces installations sont sujettes au processus d'évaluation lorsqu'elles sont capables de traiter 5 634 000 m³/jour de gaz, ou rejette plus de 2 t/jour de sulfures.

- **Pipelines de transmission** : Ces pipelines sont définis comme des systèmes de canalisations par lesquels le gaz naturel de même que des solides, des liquides ou des gaz dérivés du gaz naturel sont transportés, et couvrent les équipements de compression, traitement ou stockage liés à l'opération du pipeline. Ces pipelines sont sujets au processus d'évaluation lorsqu'ils ont une longueur et un diamètre supérieurs à certains seuils.
- **Projet de gestion de l'eau** : Un très grand nombre et une très grande variété de projet de gestion de l'eau sont assujettis au processus d'évaluation, parmi lesquels des barrages, des digues, des diversions, et des prélèvements en eau souterraine. Plusieurs de ces projets peuvent être pertinents pour le développement des gaz de schiste. Un des seuils principaux de prélèvement au-delà duquel les projets sont soumis au processus d'évaluation est établi à 10 000 000 m³/an.

Une personne ne peut amorcer ou mener un projet soumis, ou construire, opérer, démanteler ou abandonner entièrement ou en partie les installations d'un projet soumis, à moins d'obtenir au préalable un certificat d'évaluation environnementale ou une ordonnance de l'*Environmental Assessment Office* à l'effet qu'un tel certificat n'est pas requis.¹⁵⁸ En principe, un ministère qui administre un régime statutaire et une municipalité locale ou régionale ne peuvent émettre une autorisation à la personne qui effectue une demande pour un projet soumis à la procédure d'évaluation à moins qu'un certificat ait été émis ou ne soit pas requis. Lorsqu'un certificat d'évaluation a été émis à l'égard d'un projet, le titulaire du certificat ne peut mener le projet autrement qu'en conformité avec les termes du certificat.

Un projet assujetti à l'évaluation environnementale peut être traité selon 3 types de processus.¹⁵⁹ La procédure d'évaluation inclut la consultation du public.¹⁶⁰ Les modalités et formes de la consultation varient mais doivent respecter des paramètres minimaux. Lors de la présentation d'une demande assujettie à une évaluation par l'*Environmental Assessment Office*, un programme de consultation préliminaire est mené par la personne qui soumet la demande. Puis, lorsque l'*Office* décide de la forme et de l'étendue du processus d'évaluation, est imposée une deuxième période de consultation publique qui peut durer de 30 à 75 jours. Les informations minimales dont dispose le public lors de cette seconde période de consultation sont déterminées par règlement.

3.3. Les recours

Le droit applicable en Colombie-Britannique 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. Dans la mesure où le droit commun des recours privés en vigueur au Québec

¹⁵⁸ *Environmental Assessment Act*, SBC 2002, c 43, art. 8, 9, 10(1)(b), 23, et *Concurrent Approval Regulation*, BC Reg 371/2002.

¹⁵⁹ Voir *Environmental Assessment Act*, SBC 2002, c 43, art. 10-15, 17, 24, et *Prescribed Time Limits Regulation*, BC Reg 372/2002.

¹⁶⁰ Voir *Environmental Assessment Act*, SBC 2002, c 43, art. 16, *Public Consultation Policy Regulation*, BC Reg 373/2002, et *Environmental Assessment Office, Public Comment Policy*, en ligne [http://www.eao.gov.bc.ca/pdf/Public_Comment_Policy.pdf] (1^{er} mars 2012).

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 Colombie-Britannique. Ainsi, cette partie présente exclusivement les recours statutaires accordés à des personnes par des lois et règlements qui traitent spécifiquement de la gestion des hydrocarbures.

3.3.1. L'opposition au permis d'activités liées aux hydrocarbures

Lorsqu'elle émet ou amende un permis, l'*Oil and Gas Commission* doit aviser le propriétaire du terrain où sera effectuée l'activité liée aux hydrocarbures de la nature et de la localisation de cette activité, de même que du droit d'appel de la décision d'émettre le permis dont le propriétaire dispose.¹⁶¹ De façon similaire, l'*Oil and Gas Commission* doit informer d'un refus d'émettre un permis le propriétaire du terrain sur lequel aurait eu lieu l'activité pour laquelle un permis était demandé, de même que du droit d'appel de la décision de refuser d'émettre le permis dont dispose le demandeur du permis.

Lorsque le permis est émis ou amendé, le propriétaire du terrain dispose d'un droit d'appel *de plano*. Cependant, lorsque le permis ou l'amendement est refusé et que le demandeur présente une demande de révision ou un appel du refus, le propriétaire du terrain doit requérir la permission d'être une partie à la procédure de révision ou d'appel. Le droit d'appel du propriétaire du terrain sur lequel une activité liée aux hydrocarbures est permise est exercé devant l'*Oil and Gas Appeal Tribunal*, un tribunal administratif créé en vertu de l'*Oil and Gas Activities Act*. L'appel de la décision de l'*Oil and Gas Commission* permettant l'activité liée aux hydrocarbures ne peut qu'être motivé par le défaut de l'*Oil and Gas Commission* de tenir dûment compte des commentaires effectués par le propriétaire ou du rapport de consultation soumis par le demandeur de permis d'activité au moment de sa décision. L'appel d'une décision de l'*Oil and Gas Commission* devant l'*Oil and Gas Appeal Tribunal* ne suspend pas l'effet du permis émis.

3.3.2. L'opposition au droit d'entrée

La personne désirant mener des activités de développement des gaz de schiste et exerçant le droit d'entrée sur des terres privées conformément aux dispositions applicables doit compenser le propriétaire de la terre pour tout dommage ou perte causé par l'exercice du droit d'entrée.¹⁶² Cette personne doit aussi payer au propriétaire de la terre un loyer pour la durée d'exercice du droit d'entrée.

Les dossiers contentieux entre les exploitants de la ressource en sous-sol et les propriétaires du territoire en surface sont gérés par le *Surface Rights Board*.¹⁶³ La personne qui désire se prémunir du droit

¹⁶¹ En général, voir *Oil and Gas Activities Act*, SBC 2008, c 36, art. 1, 19, 20, 25(4), 25(5), 25(7), 25(8), 26(8)(c), 31(10), 31(12)(b), 69, 72. Voir plus haut la partie 2.2.1. Les permis. À l'égard des commentaires soumis par le propriétaire ou du rapport de consultation soumis par le demandeur de permis, voir plus haut la partie 3.2.1. Les autorisations d'activités liées aux hydrocarbures.

¹⁶² En général, voir *Petroleum and Natural Gas Act*, RSBC 1996, c 361, art. 143(2)(a), 143(2)(b), 146-148, 150-156, 158, 159-167, 169, 170, 174, 175, *Land Act*, RSBC 1996, c 245, art. 60, 162. et *Administrative Tribunals Act*, SBC 2004, c 45. Le site internet du *Surface Rights Board* offre de l'information supplémentaire: voir Surface Rights Board, en ligne [<http://www.surfacerightsboard.bc.ca/>] (1^{er} mars 2012). À propos du droit d'entrée, voir plus haut la partie 2.2.2. Le droit d'entrée. Voir aussi plus haut la partie 2.1.2. L'acquisition des droits.

¹⁶³ Les règles de pratique et de procédure devant le *Board* sont disponibles en ligne [http://www.surfacerightsboard.bc.ca/ResourcesForParties/Rules.aspx#Rule_7] (1^{er} mars 2012).

d'entrée sur des terres privées pour mener des activités de développement des gaz de schiste et la personne propriétaire de ces terres peuvent soumettre au *Surface Rights Board* une demande de médiation ou d'arbitrage lorsqu'elles sont incapables de parvenir à un accord pour un bail de surface. À l'issue de la médiation ou de l'arbitrage, une ordonnance peut être émise conférant un droit d'entrée selon les termes et conditions jugés adéquats. Le droit d'entrée accordé par ordonnance ne peut être exercé avant que l'ordonnance ne soit signifiée au propriétaire de la terre. Une ordonnance accordant un droit d'entrée peut être exécutée comme s'il s'agissait d'un ordre d'une cour.

L'ordonnance accordant un droit d'entrée doit établir les termes et conditions du loyer payé par la personne exerçant le droit d'entrée au propriétaire de la terre. L'ordonnance peut aussi imposer le dépôt d'une garantie financière pour assurer le paiement du loyer, de même qu'une compensation au propriétaire de la terre pour les négociations menées avant la soumission d'une demande au *Surface Rights Board*. Les critères que le *Board* peut considérer en rendant une décision à propos d'une somme à payer incluent: la nature contraignante du droit d'entrée; la valeur de l'immeuble visé; la perte des droits du propriétaire sur sa terre; la nature des dommages temporaires et permanents résultant de l'exercice du droit d'entrée; les troubles et inconvénients résultant du droit d'entrée; les autres dossiers et décisions du *Surface Rights Board* relatifs au droit d'entrée.

Outre les demandes présentées afin de conclure un bail de surface ou d'obtenir une ordonnance accordant un droit d'entrée, le *Surface Rights Board* peut recevoir des demandes relatives aux questions suivantes: les dommages causés par l'exercice du droit d'entrée au propriétaire ou à l'occupant de la terre sur laquelle s'exercent le droit, de même que les dommages causés aux voisins de cette terre; le contenu et le respect des obligations établies dans un bail de surface; l'amendement des termes et conditions d'un bail de surface ou d'une ordonnance accordant un droit d'entrée; la résiliation d'un bail de surface ou d'une ordonnance accordant un droit d'entrée lorsqu'au moins deux ans se sont écoulés depuis leur entrée en vigueur; l'allocation prospective ou rétroactive des coûts liés à une demande devant le *Surface Rights Board*. Règle générale, toute ordonnance à l'égard de ces sujets peut être produite à une cour de première instance, ce qui lui confère le même statut qu'un ordre de la Cour.

3.3.3. L'utilisation de l'eau

Lorsqu'une demande d'autorisation de prélever de l'eau est présentée en vertu du *Water Act*, un tiers titulaire d'une autorisation de prélèvement ou propriétaire riverain peut s'opposer à la demande d'autorisation s'il considère qu'il en subirait un préjudice.¹⁶⁴ L'autorité qui dispose du pouvoir d'autoriser le prélèvement peut décider si l'objection mérite une audience, et doit informer celui qui présente l'objection de sa décision à cet égard. Le titulaire d'une autorisation de prélèvement, le demandeur d'une telle autorisation, le titulaire d'une approbation de prélèvement, et la personne procédant à des modifications autorisées à une cours d'eau, doivent faire preuve de diligence raisonnable afin d'éviter tout dommage au sol, à des constructions ou installations, et à la propriété de tiers, et doivent fournir pleine compensation pour tout dommage ou perte subis en conséquence de l'installation, de

¹⁶⁴ En général, voir *Water Act*, RSBC 1996, c 483, art. 1, 11(1), 11(2), 11(3), 21, 25, et *Drilling and Production Regulation*, BC Reg 282/2010, art. 72.

l'entretien, de l'utilisation, ou du défaut d'un ouvrage de prélèvement, de diversion, ou de modification de l'écoulement de l'eau. L'abandon, la suspension ou la fin d'une autorisation de prélèvement ne met pas fin à la responsabilité du propriétaire de l'immeuble auquel l'autorisation était rattachée pour sa responsabilité à l'égard des dommages résultant de l'installation, de l'entretien, de l'utilisation, ou du défaut d'un ouvrage de prélèvement, de diversion, ou de modification de l'écoulement de l'eau. Par ailleurs, l'utilisation d'ouvrages de captage d'eau souterraine à des fins de forage et de production de gaz par un titulaire de permis de puits ne doit pas porter préjudice à l'utilisation de la source d'eau souterraine à des fins agricoles ou d'approvisionnement domestique.

CONCLUSION

L'exploitation des gaz de schiste en Colombie-Britannique en est encore à ses débuts. Cependant, d'autres activités extractives de nature similaires 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 des gaz de schiste est déjà 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:

- **« Guichet unique »** : L'*Oil and Gas Commission* joue un rôle central à titre d'autorité réglementaire. De nombreuses autorisations statutaires requises en vertu de régimes législatifs gouvernant la gestion des ressources naturelles et du territoire sont placées sous la responsabilité de la commission. Par exemple, les autorisations de prélèvement d'eau ou d'utilisation des sols en zone agricole sont gérées par la commission. La centralisation de l'autorité de gestion de la commission est renforcée par des accords en vertu desquels plusieurs ministères délèguent leurs pouvoirs à l'égard des activités liées aux hydrocarbures;
- **Pas de projet type** : La réglementation des activités liées aux gaz de schiste couvre l'ensemble des aspects d'un projet d'exploration et de d'exploitation de la ressource mais ne reflète pas les phases successives de réalisation d'un projet. Le système de permis autorisant les diverses activités de développement du début de l'exploration gazière à la restauration d'un site de puits abandonné est fluide. Le système de permis ne repose pas sur une typologie ou une chronologie des activités impliquées. Plutôt, le régime légal donne le pouvoir général à la *Oil and Gas Commission* d'autoriser toute activité liées aux hydrocarbures, quelle que soit l'activité et le moment où elle prend place. Seuls quelques types de permis particulièrement importants font l'objet d'un traitement spécifique, soit les permis de puits et de pipeline;
- **Droit d'entrée restreint** : En principe, les personnes menant des activités liées aux gaz de schiste ne peuvent entrer sur des terres privées sans l'accord des propriétaires des terres. Les propriétaires des terres sont protégés par des mesures qui obligent les développeurs à fournir une compensation et à signer un bail. À défaut d'entente, les propriétaires de terres peuvent porter leur cause devant un tribunal administratif indépendant de l'*Oil and Gas Commission* qui est compétent à l'égard du droit d'entrée. Un tel régime est établi alors que les gisements de gaz

de schiste en Colombie-Britannique se situent dans des zones peu peuplées et pourrait *a fortiori* être judicieux lorsque les gisements se trouvent dans des zones densément peuplées;

- **Consultation et opposition relativement aux autorisations de développement** : Les demandes de permis pour le développement des gaz de schiste sont soumises à un processus de consultation par lequel les propriétaires de terrains visés par les activités mais aussi d'autres personnes voisines des activités projetées, telles des municipalités ou des agriculteurs, peuvent émettre des commentaires et signaler une opposition aux projets de développement. Ces commentaires et avis d'opposition doivent être considérés par l'*Oil and Gas Commission* lorsqu'elle émet ou refuse un permis. Le propriétaire d'un terrain visé par un permis de mener des activités de développement des gaz de schiste peut porter en appel la décision d'autoriser les activités devant un tribunal administratif spécialisé indépendant de l'*Oil and Gas Commission*;
- **Suspension des prélèvements en eau** : Le cadre légal qui régit l'allocation des ressources en eau entre les usagers établit un ordre de priorité favorable aux usages à long terme de la ressource par lequel les droits de prélèvement de l'industrie, qui sont généralement à court terme, peuvent être automatiquement suspendus en cas de diminution des débits de surface sous les niveaux d'allocation. De plus, l'*Oil and Gas Commission* dispose d'un pouvoir de suspendre les prélèvements de l'industrie en cas de sécheresse, pouvoir que la commission utilise;
- **Divulgarion des substances de fracturation** : Les informations relatives aux substances utilisées lors d'opérations de fracturation hydraulique sont divulguées et facilement accessibles en ligne par le public.