



LES MESURES QUI COMPTENT :

MESURES QUE PRENNENT LES INDUSTRIES DU SECTEUR DES RESSOURCES NATURELLES DU CANADA POUR PROTÉGER L'ENVIRONNEMENT

Décembre 2014





POUVOIR DE FAÇONNER LES POLITIQUES ET LA PUISSANCE DE NOTRE RÉSEAU

Branchez-vous.

Nous sommes l'association de gens d'affaires la plus importante et influente du Canada et, à ce titre, nous sommes le lien principal et essentiel entre les entreprises et le gouvernement fédéral. Forte d'un réseau de plus de 450 chambres de commerce, qui représentent 200 000 entreprises de toutes les tailles, de tous les secteurs de l'économie et de toutes les régions, nous démontrons continuellement que nous avons un impact sur les politiques publiques et le processus décisionnel au profit des entreprises, des collectivités et des familles du Canada.

Faites-vous entendre.

Le porte-parole des entreprises canadiennes^{MD}

Branché!

TABLE DES MATIÈRES

1. Introduction	1
2. Foresterie et exploitation forestière	4
3. Exploitation minière	12
4. Pétrole et gaz	26
4.1 Exploitation minière des sables bitumineux	26
4.2 Technologie de récupération <i>in situ</i> des sables bitumineux	41
4.3 Forage classique, fracturation et forage horizontal	48
5. Comment le Canada se compare-t-il ?	61
6. Conclusion	69

1. INTRODUCTION

Les ressources naturelles sont essentielles à notre qualité de vie. Nous utilisons des produits forestiers dans la construction domiciliaire et la production d'une gamme de produits de plus en plus raffinés comme des agents biochimiques et la bioénergie. L'industrie minière fournit des matières utilisées dans la production et la fabrication de toutes sortes d'objets, dont des téléphones intelligents, des engrais de culture, des navires et des avions. Nous continuerons à raffiner le pétrole pour alimenter nos camions, navires et avions pendant encore longtemps, tandis que le gaz naturel représente un choix de plus en plus populaire dans les transports et la production d'électricité.

Des tendances comme l'urbanisation et la croissance de la classe moyenne continueront d'alimenter la demande en ressources naturelles. Seulement en Chine, le gouvernement prévoit urbaniser une population équivalant à trois fois celle de la ville de New York chaque année¹. Dans d'autres pays, la classe moyenne croissante voudra se procurer les mêmes biens de consommation et commodités que nous tenons pour acquis ici au Canada. Pensons notamment aux machines à laver et aux voitures familiales.

Bien qu'il soit nécessaire de mettre en valeur les ressources naturelles pour soutenir cette prospérité grandissante à l'échelle planétaire, il y a nécessairement des effets sur l'environnement. Les industries liées aux ressources naturelles représentent les premières lignes de l'environnementalisme : l'endroit où les besoins matériels et énergétiques de l'être humain confrontent directement les systèmes biologiques qui soutiennent la vie sur Terre. De nombreuses preuves scientifiques montrent que plusieurs sphères de l'activité humaine pourraient avoir des effets dévastateurs sur les écologies locales et l'environnement mondial.

Harmoniser les besoins d'un monde plus prospère avec les limites naturelles de la planète représente un des plus grands défis de notre époque. Les répercussions environnementales de la production de ressources naturelles deviennent de plus en plus préoccupantes aux yeux des collectivités de partout au Canada. Ces collectivités revendiquent un équilibre entre le développement économique et la protection de l'environnement. Une partie de la solution passe par une réduction de la consommation et le développement de produits et services à plus faible incidence sur l'environnement. Cependant, nous devons aussi trouver des moyens de continuellement atténuer les effets de l'extraction et de la récolte de ressources naturelles essentielles. Ce sont les « mesures qui comptent ».

L'élaboration de règlements, de pratiques et de technologies permettant la production de ressources naturelles d'une manière écologiquement durable est un domaine dans lequel le Canada joue un rôle important à l'échelle internationale. En effet, le Canada est un chef de file mondial dans la production de plusieurs types de ressources naturelles :

- Un des plus importants exportateurs de plusieurs produits forestiers, dont le bois de sciage résineux et le papier journal² ;
- Un des cinq plus importants producteurs mondiaux de potasse, d'uranium, d'aluminium, de cobalt, de titane, de tungstène, de cadmium, de diamants, de platine, de soufre et de nickel³ ;
- Cinquième producteur mondial de pétrole et le quatrième exportateur mondial de gaz naturel.

Dans *ce rapport*, la Chambre de commerce du Canada se penche sur les mesures que prennent l'industrie et les gouvernements au Canada pour relever les défis environnementaux liés à la production de ressources naturelles.

1 Ian Johnson. « China's Great Uprooting: Moving 250 Million Into Cities » dans *The New York Times*. 15 juin 2013. www.nytimes.com/2013/06/16/world/asia/chinas-great-uprooting-moving-250-million-into-cities.html?pagewanted=all

2 Ressources naturelles Canada. *Produits forestiers*. Sept. 2014. www.rncan.gc.ca/forets/industrie/13318 (accès 20 nov. 2014).

3 Association minière du Canada. *Mining Facts*. <http://mining.ca/resources/mining-facts> (accès 20 nov. 2014).

Le but est de dresser un survol des méthodes, des technologies et des outils qui sont mis au point ou qui sont utilisés pour atténuer les incidences sur l'air, la terre et l'eau.

Le rapport porte sur les activités d'extraction et de récolte de trois industries liées aux ressources naturelles : la foresterie et l'exploitation forestière, l'exploitation minière de métaux et de minerais ainsi que la production de pétrole et de gaz. Il ne porte pas sur des processus de transport (ex. : pipelines) ou de fabrication (ex. : production papetière).

Trois principaux types de répercussions sont étudiés : les effets sur la terre (l'utilisation du sol ainsi que les effets sur la biodiversité), les émissions de gaz à effet de serre et les effets sur l'eau (l'utilisation de l'eau et la qualité de l'eau). Ces effets ne sont pas les seuls que le secteur des ressources naturelles a sur l'environnement, mais ce sont généralement ceux qui suscitent les craintes les plus vives au sein des collectivités à risque de subir les conséquences de tels développements.

Pour chaque type de ressource, ce rapport présente un sommaire du processus de récolte ou d'extraction ainsi que les principaux défis environnementaux liés à chaque stade du processus. Ensuite, il décrit certaines des principales stratégies auxquelles l'industrie a recours pour atténuer l'incidence environnementale donnée. Pour chaque stratégie, le rapport tente de répondre à trois questions :

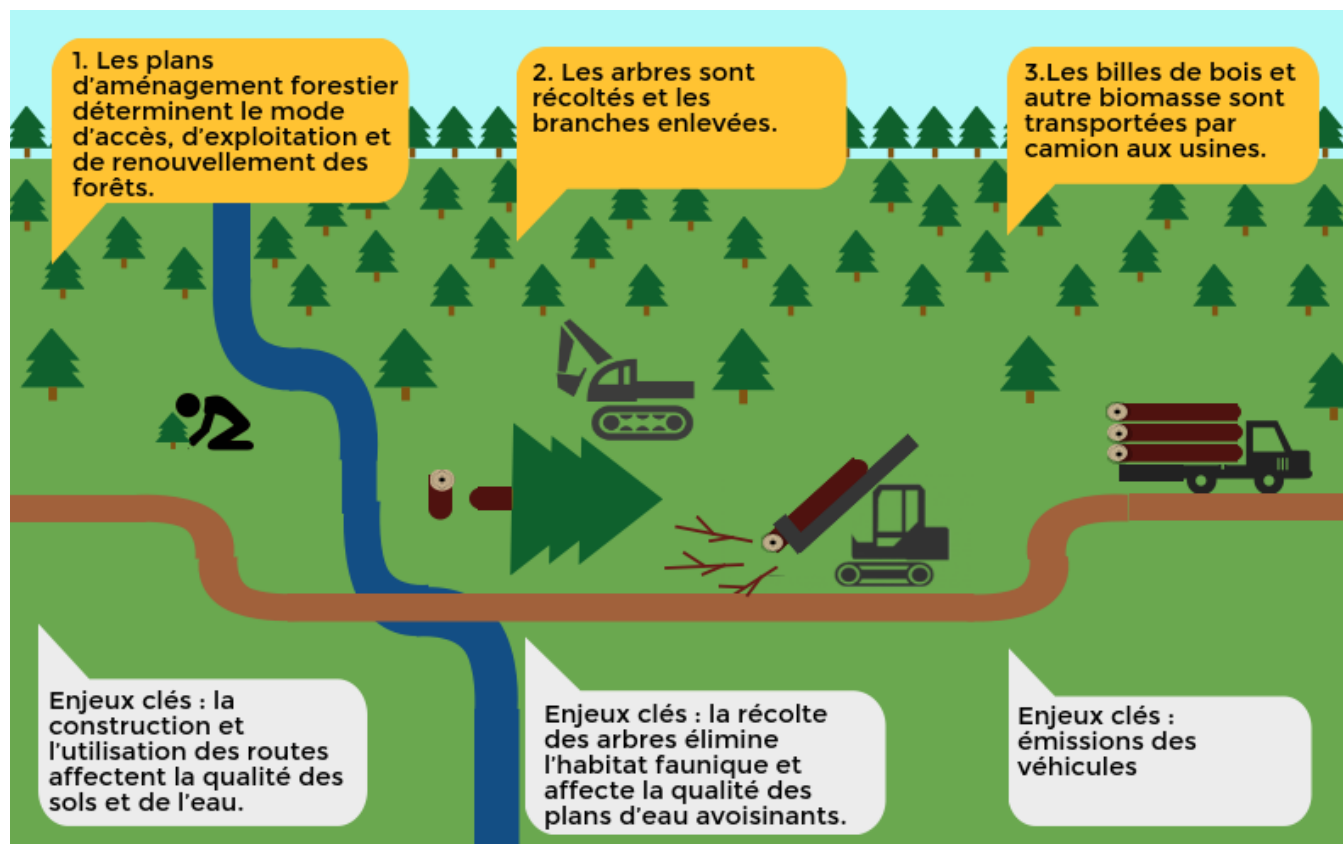
- *Que fait l'industrie ?* Un examen des indicateurs du rendement de l'industrie en regard d'un effet donné. En l'absence de données sur le rendement, le rapport utilise des données sur les efforts déployés par l'industrie pour aborder cet enjeu, ou met en lumière quelques-unes des solutions technologiques mises de l'avant. Dans certains cas, le rapport fait état de quelques exemples de programmes ou de technologies mis en application dans l'optique d'améliorer le rendement.
- *Que nous réserve l'avenir ?* Dans le cadre de notre recherche, nous avons trouvé des douzaines d'exemples dignes de mention d'innovations qui atténuent les répercussions environnementales à l'heure actuelle ou dont le potentiel à court terme est prometteur. Les processus et les technologies présentés dans cette section ne représentent ni la norme dans l'industrie ni des solutions révolutionnaires. Ce sont plutôt des exemples encourageants du potentiel d'innovations environnementales dans chaque industrie des ressources naturelles.
- *Quel est le rôle du gouvernement ?* Un résumé de certains règlements ou programmes gouvernementaux pertinents adoptés pour répondre à chaque défi environnemental.

Le dernier chapitre, intitulé « Comment le Canada se compare-t-il ? », place le rendement du Canada dans un certain contexte international. Une évaluation exhaustive de la performance environnementale ou de la réglementation du secteur des ressources naturelles au Canada dépasse le cadre du présent rapport. Ce chapitre fait plutôt état de données existantes dans la mesure du possible pour décrire comment ce secteur au Canada se compare au même secteur dans des pays pairs.

Trouver un juste équilibre entre le développement économique alimenté par la production de ressources naturelles et la protection de notre environnement est un des plus grands défis de notre époque. Ce rapport examine certaines mesures que prennent les Canadiens pour relever ce défi.



2. FORESTERIE ET EXPLOITATION FORESTIÈRE



DÉFI : IMPACTS SUR LE TERRITOIRE

Les forêts couvrent 40 % de la superficie terrestre du Canada, représentant 10 % du couvert forestier de la planète⁴. Les forêts du Canada fournissent une variété de services environnementaux importants : elles purifient l'eau, stabilisent les sols, fournissent un habitat faunique et absorbent les émissions de dioxyde de carbone. Partant, la préservation de la santé des forêts du Canada est essentielle à toute mesure de viabilité environnementale.

Les activités humaines comme la récolte des arbres ou l'adaptation des terres forestières à d'autres usages ne sont que quelquesunes des perturbations auxquelles les forêts font face. Les incendies de forêt et les infestations d'insectes affectent chaque année une grande partie des forêts du Canada. Or, les forêts suivent naturellement un cycle de perturbation et de régénération et, dans certaines limites, peuvent se remettre des perturbations. La préservation de la santé des forêts requiert des pratiques visant à assurer que les perturbations causées par l'homme s'inscrivent dans les limites de la capacité de régénération des forêts.

Cette section examine le rendement du secteur forestier en ce qui a trait à la récolte durable des ressources forestières.

⁴ Natural Resources Canada. Forests in Canada: Key Facts. February 12, 2014. <http://www.nrcan.gc.ca/forests/canada/13169>. Accessed November 27, 2014

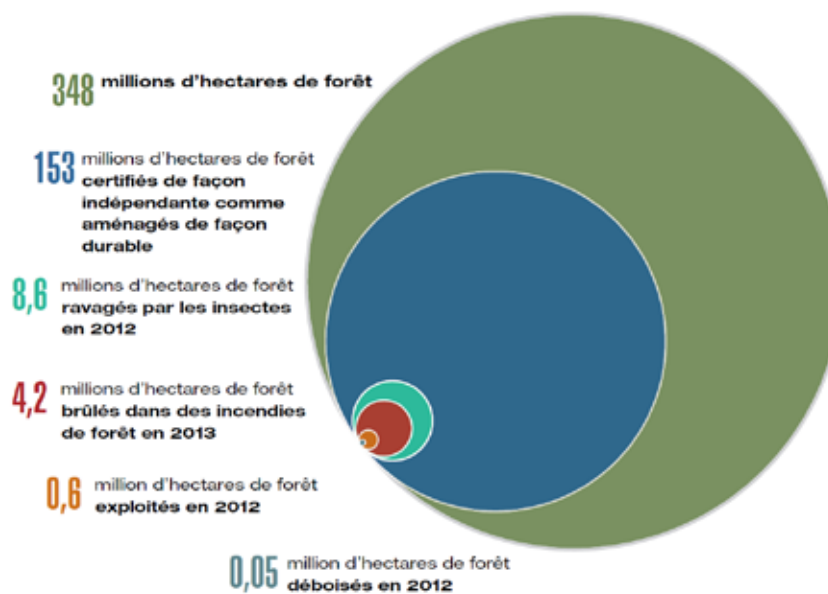


Figure 2.1 : Superficie des terres forestières perturbées au Canada, 2012. Source : Ressources naturelles Canada, L'État des forêts au Canada. Rapport annuel 2014.

Stratégie : Récolte durable

Que fait l'industrie⁵?

Il y a plusieurs façons de mesurer dans quelle mesure les ressources forestières du Canada sont aménagées de façon durable. Une façon consiste à déterminer si les niveaux de récolte s'inscrivent dans les limites durables. Le niveau d'approvisionnement en bois durable est demeuré relativement constant au cours des dernières décennies, totalisant 227 millions de mètres cubes en 2012⁶. Or, la quantité de bois récolté est restée inférieure à ce niveau et, en 2012, la récolte était 35 % en deçà du niveau durable maximal⁷.

Une autre mesure des pratiques d'aménagement forestier durable est l'utilisation de la certification de la gestion durable des forêts (GDF). Ces programmes volontaires assurent que les forêts sont aménagées selon des normes reconnues par des organismes non gouvernementaux. Il y a plusieurs régimes de certification, mais les vérifications par des tiers des plans et du rendement et la divulgation publique des résultats sont des pratiques standard pour la totalité d'entre eux. Le Canada est un chef mondial de l'utilisation de la certification de la GDF, 40 % des forêts certifiées de la planète étant situées dans ce pays⁸.

⁵ Source for Figure 2.2: Environment Canada. *Environmental Indicators: Sustainability of Timber Harvest*. June 11, 2014. <http://www.ec.gc.ca/indicateurs-indicators/default.asp?lang=en&n=A132BB91-1> Accessed December 2, 2014. Source for Figure 2.3: Canadian Council of Forest Ministers. *Sustainable Forest Management in Canada: Canada: Embracing Third-Party Certification*. 2014. <http://www.sfmcanada.org/en/sustainable-forest-management/embracing-third-party-certification>. Accessed December 2, 2014.

⁶ Natural Resources Canada. *The State of Canada's Forests: Annual Report 2014*. <http://cfs.nrcan.gc.ca/pubwarehouse/pdfs/35713.pdf>

⁷ Natural Resources Canada. *The State of Canada's Forests: Annual Report 2014*.

⁸ Source for Figure 2.3: Canadian Council of Forest Ministers. *Sustainable Forest Management in Canada: Canada: Embracing Third-Party Certification*.

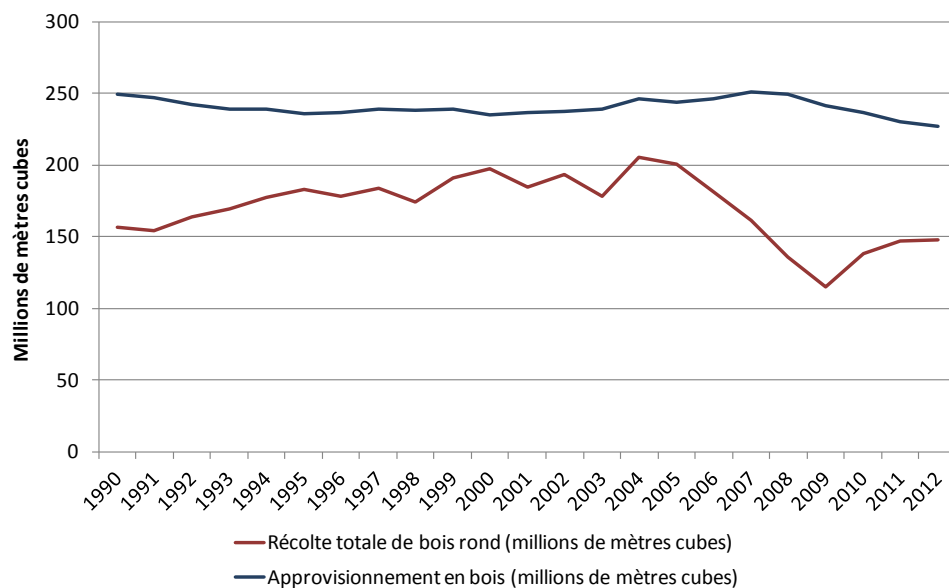


Figure 2.2 : Approvisionnement en bois et récolte de bois rond industriel durables du Canada, 1990 à 2011. Source : Environnement Canada.

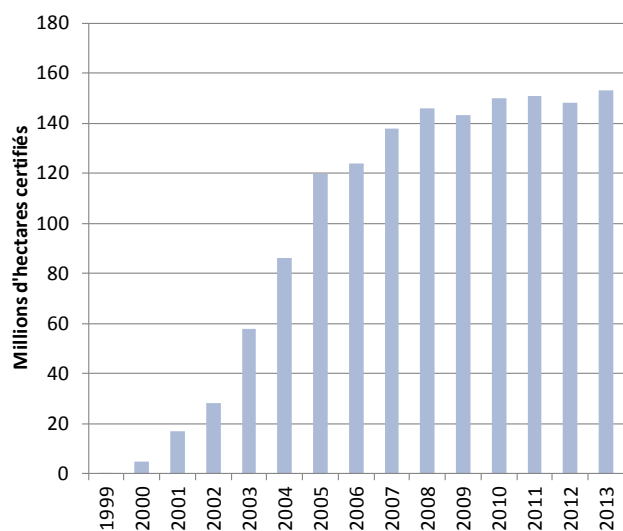


Figure 2.3 : Superficie des forêts canadiennes certifiées par des tiers dans le cadre de programmes d'aménagement forestier durable, 1999 à 2013. Source : Conseil canadien des ministres des forêts.

Au cours des deux dernières décennies au Canada, le taux de déboisement a diminué, s'établissant à moins de 0,02 % en 2010.⁹ Parce que le secteur de la foresterie et de l'exploitation forestière replante les arbres qu'il récolte au moyen de la régénération naturelle ou de la plantation d'arbres, il ne représentait que 8 % du déboisement, principalement par suite de la construction des chemins forestiers. Les secteurs de l'agriculture (41 %) et du pétrole et du gaz (24 %) étaient les deux plus grands contributeurs au déboisement¹⁰.

⁹ Natural Resources Canada. *Deforestation in Canada: The facts*. September 3, 2014. <http://www.nrcan.gc.ca/forests/inventory/13419>. Accessed December 2, 2014.

¹⁰ Natural Resources Canada. *The State of Canada's Forests: Annual Report 2014*.

Que nous réserve l'avenir¹¹ ?

L'utilisation de lasers dans les inventaires de forêts

Les technologies de détection et de localisation de la lumière (LIDAR) mesurent la distance en illuminant une cible avec un laser et en analysant la lumière réfléchiée. Le LIDAR permet d'obtenir des renseignements détaillés sur le relief d'un bloc forestier. Une meilleure connaissance du relief peut minimiser le recours aux chemins d'accès ayant d'énormes impacts environnementaux.

Quel est le rôle du gouvernement ?

Environ 90 % des forêts du Canada appartiennent à l'État, ce qui signifie que les provinces et territoires ont un rôle de premier plan dans la gestion des forêts. Les provinces et territoires accordent des droits et attribuent des responsabilités aux entreprises qui mènent des activités dans les forêts publiques aux termes d'une grande variété de tenures. Les gouvernements doivent approuver les plans d'aménagement forestier et autoriser la récolte proposée avant qu'un seul arbre ne soit abattu¹². Les provinces fixent généralement une possibilité de coupe annuelle – une intensité de récolte annuelle permise sur une surface publique précise, et ce, sur un nombre fixe d'années¹³. Toutes les provinces exigent que les zones des terres publiques sur lesquelles du bois a été récolté soient régénérées par des moyens naturels (régénération naturelle des arbres) ou artificiels (plantation de semis d'arbres)¹⁴.

DÉFI : ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

Le secteur de la foresterie et de l'exploitation forestière compte pour moins de 1 % des émissions de gaz à effet de serre au Canada, grâce principalement à l'utilisation de véhicules et de machines à moteur diesel. Les émissions directes du secteur sont restées relativement stables depuis 2009 (première année pour laquelle ces séries temporelles de données sont disponibles). Cependant, l'analyse des émissions directes ne peut à elle seule saisir l'incidence totale de la foresterie sur les émissions de gaz à effet de serre.

Les forêts jouent un rôle important dans l'atténuation du changement climatique : au cours des quarante dernières années, elles ont absorbé environ un quart des émissions de carbone émises par les activités humaines¹⁵. Les modifications de la couverture forestière ont compté pour



- 11 Source for Using Lasers in Forests Inventories textbox: Guy K.M. Smith and Steve D'Eon. "Precision forest inventory pays-off in woodlands and sawmills". *Logging and Sawmilling Journal*. December/January 2012. http://www.forestnet.com/LSJissues/Jan_12/the_edge.php
- 12 Natural Resources Canada. *Forests: Legality and Sustainability*. October 14, 2014. <http://www.nrcan.gc.ca/forests/canada/sustainable-forest-management/13303#section-2> Accessed December 2, 2014.
- 13 Conference Board of Canada. "Environment: Forest Cover Change". *How Canada Performs*. January 2013. <http://www.conferenceboard.ca/hcp/details/environment/forest-cover-change.aspx> Accessed December 2, 2014.
- 14 Natural Resources Canada. *Forests in Canada: Key Facts*. February 12, 2014.
- 15 Natural Resources Canada. *Forests: Climate change: Forest Carbon*. March 3, 2014. <http://www.nrcan.gc.ca/forests/climate-change/13085> Accessed December 2, 2014.

4,5 % des émissions de GES du Canada en 2012.¹⁶ Bon nombre des facteurs qui influencent la capacité des forêts à absorber le carbone échappent à la volonté de l'industrie, particulièrement les incendies de forêt. Les produits et résidus forestiers sont de plus en plus utilisés comme source d'énergie à faible teneur en carbone. Le recours à la biomasse forestière plutôt qu'à des sources d'énergie à forte teneur en carbone permet de diminuer les GES.

Cette section examine deux stratégies utilisées par l'industrie pour diminuer les émissions :

- Consommer moins d'énergie
- Utiliser des sources d'énergie à plus faible teneur en carbone

Stratégie 1 : Consommer moins d'énergie

Que fait l'industrie?

Au cours des dernières décennies, la consommation énergétique du secteur de la foresterie et de l'exploitation forestière a connu une évolution irrégulière, semblant augmenter et diminuer en réponse à la production¹⁷. Depuis 2009, l'intensité énergétique du secteur semble s'améliorer. En dépit d'une hausse de 28 % de la production de bois rond entre 2009 et 2011, la consommation énergétique du secteur n'a progressé que de 8 %¹⁸.

La consommation énergétique dans l'ensemble du secteur des produits forestiers – incluant les usines de transformation du bois et de pâtes et papiers – a aussi chuté récemment. De 2005 à 2011, elle a baissé de 32 % dans ce secteur¹⁹.

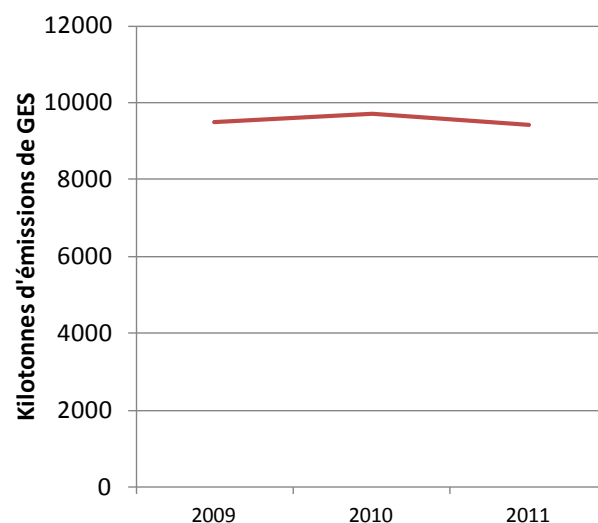


Figure 2.4 : Émissions du secteur de la foresterie et de l'exploitation forestière, 2009 à 2011. Source : Statistique Canada. CANSIM. Tableau 153-0114.

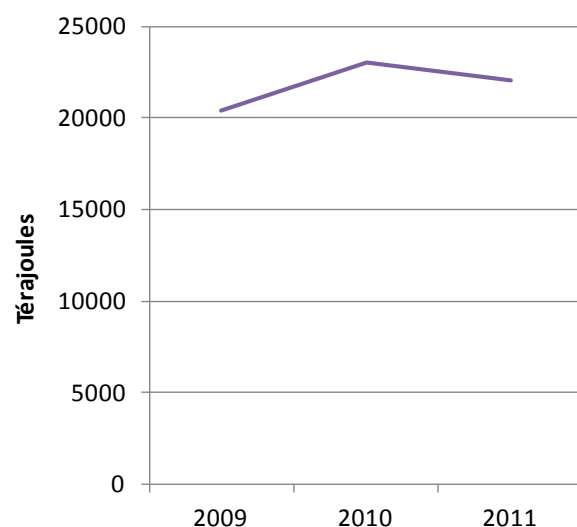


Figure 2.5 : Utilisation d'énergie dans le secteur de la foresterie et de l'exploitation forestière, 2009 à 2011. Source : Statistique Canada. CANSIM. Tableau 153-0113.

¹⁶ Statistics Canada. Table 153-0114 - Physical flow account for greenhouse gas emissions, annual (kilotonnes) CANSIM (database). Accessed December 2, 2014.

¹⁷ Statistique Canada. Tableau 153-0113 - Compte physique de flux d'utilisation d'énergie, annuel (Térajoules), CANSIM (base de données). (Consulté le 05-12-2014)

¹⁸ Statistique Canada. Tableau 153-0113 - Physical flow account for greenhouse gas emissions, annual (kilotonnes)

¹⁹ International Council of Forest and Paper Associations. 2013 ICFPA Sustainability Progress Report. <http://www.icfpa.org/uploads/Modules/Publications/icfpa-2013-progress.pdf>

Que nous réserve l'avenir²⁰ ?

Camions plus aérodynamiques

Les petits changements peuvent avoir une incidence considérable. Par exemple, les piquets qui tiennent les grumes en place sur les camions grumiers ralentissent inutilement le déchargement des camions. Le simple fait de replier ces piquets après usage peut diminuer la consommation de carburant de près de 15 %, ce qui entraîne des réductions d'émissions de l'ordre de 8 tonnes par véhicule par an. FPI Innovations – centre de recherche sur les produits forestiers – travaille avec les fabricants de remorques pour mettre au point des véhicules dotés de piquets pliables.

Stratégie 2 : Utiliser des sources d'énergie à plus faible teneur en carbone

Que fait l'industrie?

Ce rapport porte sur le volet récolte/extraction des secteurs des ressources naturelles. Cependant, Statistique Canada et le Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Centre, les deux sources utilisées pour ce rapport, ne disposent pas de données sur la consommation de carburant uniquement pour le secteur de la foresterie et de l'exploitation forestière.

Si l'on examine l'ensemble du secteur des produits forestiers (y compris les usines de transformation du bois

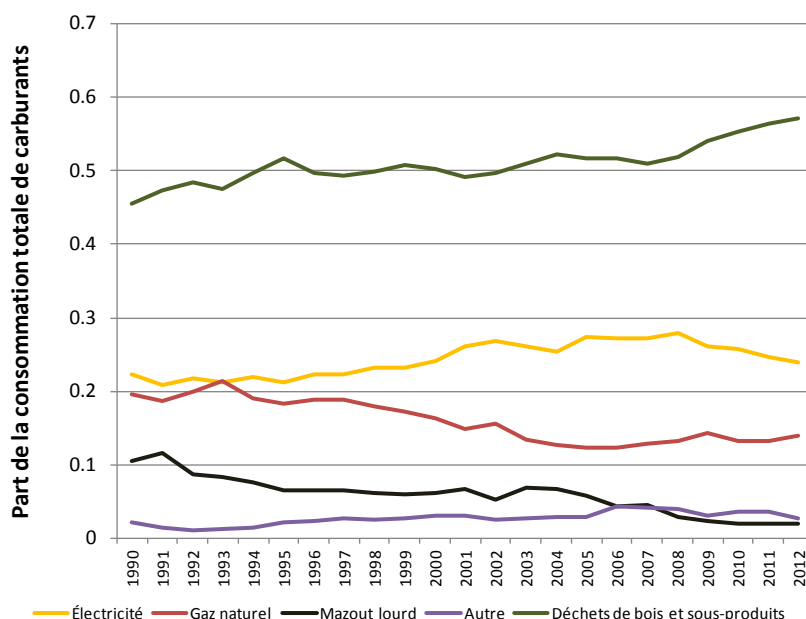


Figure 2.6 : Part de diverses sources d'énergie dans la consommation totale de carburants utilisés par les secteurs des produits du bois et des pâtes et papiers, 1990 à 2012. Source : Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Centre.

²⁰ Mithun Shetty. "Aerodynamic modelling reduces forestry truck fuel consumption". Logging and Sawmill Journal. May 2014. http://www.forestnet.com/LSJissues/2014_may/the_edge.php Accessed December 2, 2014.

et de pâtes et papiers), il semble que des progrès ont été réalisés. Les membres de l'Association des produits forestiers du Canada se sont engagés à ce que l'ensemble de l'industrie devienne carboneutre d'ici à 2015 sans l'achat de crédits de compensation-carbone.²¹

Entre 2007 et 2011, le secteur des produits forestiers a réduit son intensité en gaz à effet de serre de 21 %, bien que les émissions absolues aient considérablement augmenté ces dernières années. La réduction des GES est attribuable en grande partie au remplacement des combustibles fossiles par la biomasse ou l'hydroélectricité. En 2012, les résidus forestiers ou les sousproduits du processus de mouture et de la production de pâtes et papiers représentaient 57 % de la consommation de carburant du secteur, comparativement à 46 % en 1990. Le secteur a cessé d'utiliser le charbon et diminué son recours au mazout de plus de 90 %²². Certaines usines de produits forestiers sont maintenant des fournisseurs nets d'électricité aux réseaux électriques provinciaux.

Que nous réserve l'avenir²³ ?

Camions au gaz naturel

Le gaz naturel peut remplacer le diesel dans les camions de transport, diminuant éventuellement les gaz à effet de serre de 25 %. La Colombie-Britannique appuie l'utilisation de véhicules au gaz naturel pour la foresterie et autres applications en octroyant des subventions pour les camions au gaz naturel et en construisant des installations de ravitaillement à divers endroits dans la province.

Nouveaux produits provenant des résidus forestiers

Alterna Energy Inc. élabore un procédé qui transforme les résidus forestiers comme l'écorce et le bois infesté de dendroctones du pin en biocarbone. Le procédé permet une mise en boulettes et une carbonisation de presque toutes les formes de biomasse en n'utilisant pratiquement aucun apport d'énergie extérieure. Étant donné que les propriétés physiques du biocarbone sont semblables à celles du charbon, on peut l'utiliser comme substance de remplacement à faible teneur en carbone dans les centrales électriques au charbon.

Quel est le rôle du gouvernement?

La réglementation des gaz à effet de serre est du ressort du gouvernement fédéral et des gouvernements provinciaux. Le gouvernement fédéral a adopté des règlements sur la production d'électricité basée sur du charbon, mais n'a pas mis en œuvre des règlements destinés particulièrement au secteur des produits forestiers. La Colombie-Britannique a institué une taxe sur le carbone de 30 \$ la tonne d'émissions d'équivalent dioxyde de carbone sur tous les achats de carburant dans la province. Le Québec s'est joint à la Californie dans un système de plafonnement et d'échange applicable aux entreprises qui émettent 25 000 tonnes métriques ou plus d'équivalent dioxyde de carbone par an. Les gouvernements ont également appuyé des réductions des gaz à effet de serre dans le secteur en finançant des programmes comme le Programme d'écologisation des pâtes et papiers, décrit en plus de détail en page 12.

21 Forest Products Association of Canada. *Vision2020 Report Card: 2010 to 2012*. June 2014. http://www.fpac.ca/images/uploads/Vision2020_ReportCard_2014.pdf

22 International Council of Forest and Paper Associations. *2013 ICFPA Sustainability Progress Report*.

23 Source of Natural Gas Powered Trucks textbox: FPInnovations. *Natural Gas Trucks: Greenhouse Gas Reductions*. <https://fpinnovations.ca/ResearchProgram/natural-gas-trucks/Pages/fortisbc-ngt-incentive-program.aspx#.VIYRWjHF9hw> Accessed December 2, 2014. Source for New Products from Forest Wastes Textbox: Sustainable Development Technology Canada. *SDTC Portfolio Projects*. http://www.sdtc.ca/uploads/Portfolio_English.html Accessed December 2, 2014.

DÉFI : UTILISATION ET QUALITÉ DE L'EAU

La foresterie et l'exploitation forestière peuvent avoir différentes répercussions sur la qualité de l'eau. Lorsque la récolte du bois a lieu près des ruisseaux, des marais ou des lacs, elle peut entraîner une hausse de la température des eaux ou une augmentation des émissions de sédiments dans les voies d'eau. La construction et l'utilisation de chemins forestiers peuvent également provoquer une contamination des cours d'eau par les sédiments, ce qui a une incidence sur la faune et la flore. Les décharges émanant des usines de pâtes et papiers, en particulier, peuvent avoir un impact sur la qualité de l'eau.

Stratégie 1 : Réduire les eaux usées

Que fait l'industrie ?

Comme pour la consommation de carburant, il n'y a pas de mesures de la qualité de l'eau uniquement pour le secteur de la foresterie et de l'exploitation forestière. Ces données incluent donc les secteurs de la transformation du bois et de la fabrication des pâtes et papiers.

Une façon de mesurer la qualité de l'eau consiste à déterminer la quantité d'oxygène dans l'eau. Les matières organiques provenant des usines ou des autres volets de l'industrie forestière utilisent de l'oxygène en se décomposant, en privant ainsi la vie aquatique. La demande biologique en oxygène est une mesure de la quantité d'oxygène utilisée par les microorganismes pour oxyder les matières organiques. La réduction de cette mesure signifie qu'une étendue d'eau contient plus d'oxygène pour d'autres vies aquatiques. Entre 2005 et 2011, l'industrie a diminué de 34 % son impact sur la demande biologique en oxygène²⁴.

Le total des solides en suspension mesure la quantité de solides présents dans une quantité d'eau. Entre 2005 et 2011, l'industrie a réduit de 72 % le total des solides en suspension. On utilise maintenant la plupart de ces solides pour la production d'énergie, le compostage ou autres applications²⁵. Plus récemment, cette mesure a marqué une tendance à la hausse; les gouvernements doivent donc mettre en œuvre de nouvelles mesures pour que les progrès se poursuivent dans ce domaine.

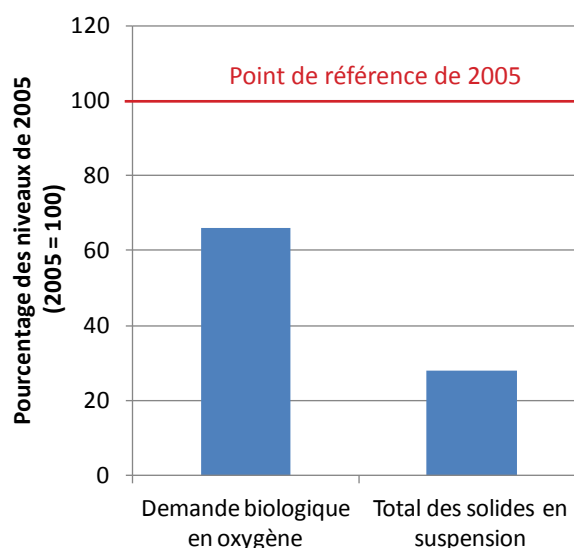


Figure 2.7 : Niveaux de 2011 de la demande biologique en oxygène et du total des solides en suspension exprimés en pourcentage de leurs niveaux de 2005. Source : Association des produits forestiers du Canada.

²⁴ International Council of Forest and Paper Associations. 2013 ICFPA Sustainability Progress Report.

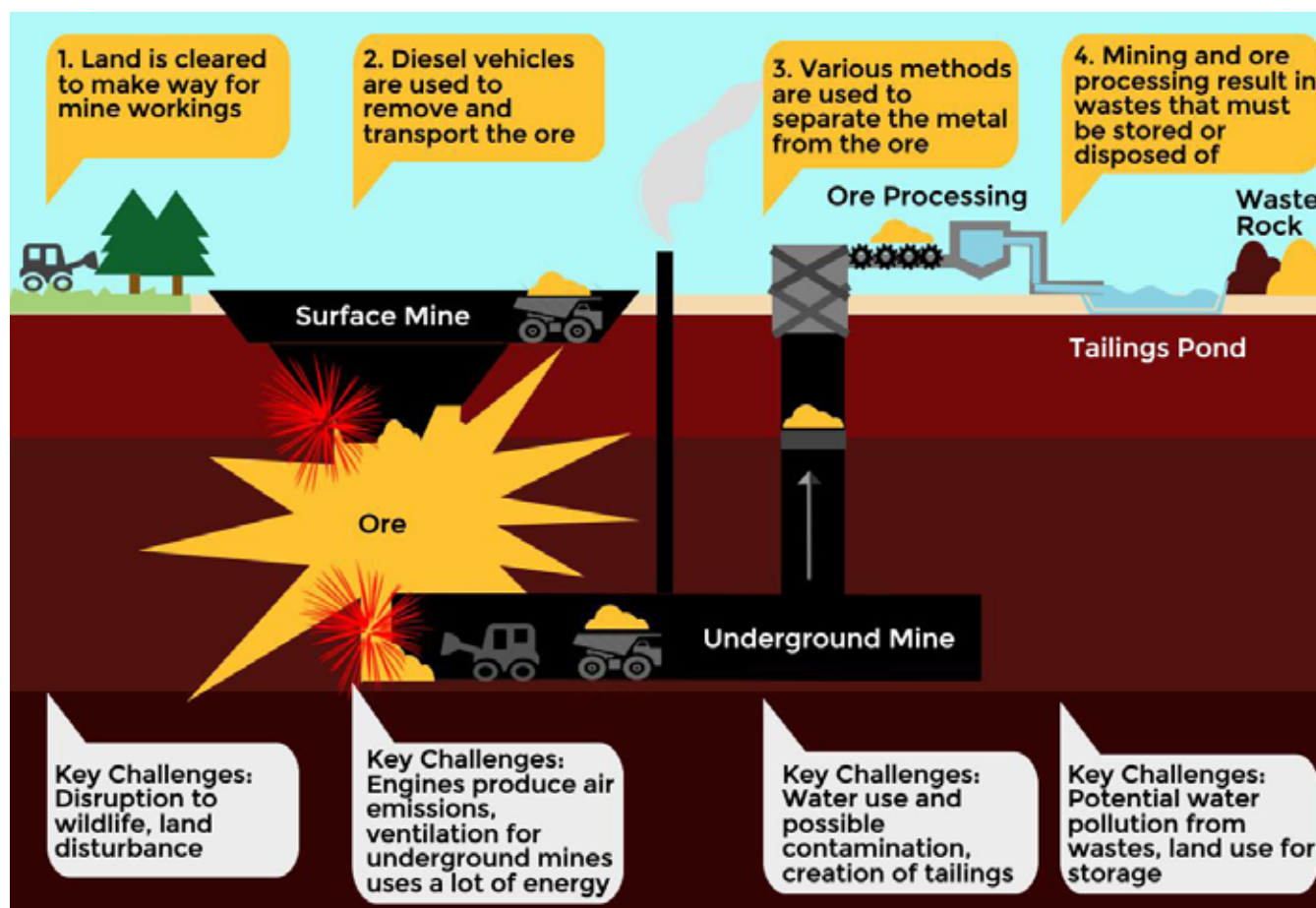
²⁵ Forest Products Association of Canada. Vision2020 Report Card: 2010 to 2012

Quel est le rôle du gouvernement ?

Les rejets d'eaux usées provenant d'installations industrielles comme les usines de pâtes et papiers sont réglementés par le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux. Les règlements fédéraux limitent la demande biologique en oxygène maximale et les solides en suspension pour les usines de papier et exigent l'établissement de programmes de surveillance et d'intervention en cas d'urgence²⁶.

De 2009 à 2012, Ressources naturelles Canada a dirigé le Programme d'écologisation des pâtes et papiers pour offrir à l'industrie la possibilité de faire des investissements en capital pour améliorer sa performance environnementale et augmenter sa compétitivité. Le programme a permis à l'industrie de mettre en place de nouveaux procédés et équipements qui l'ont aidée à diminuer ses effets négatifs sur la qualité de l'eau.

3. EXPLOITATION MINIÈRE



La plupart des indicateurs dans ce rapport proviennent de deux sources. La première est un rapport publié en 2013 par Ressources naturelles Canada sous le titre *Rapport sur la performance du secteur minier – 1998-2012*. La seconde source est un document émanant de l'Association minière du Canada, intitulé *Vers le développement minier durable* (VDMD), dans lequel sont énoncés les principes encadrant la production des rapports, les meilleures

²⁶ Government of Canada. Pulp and Paper Effluent Regulations. <http://laws-lois.justice.gc.ca/eng/regulations/SOR-92-269/page-7.html#h-14> Accessed December 2, 2014.

pratiques et les divers outils destinés à améliorer la durabilité des activités de l'industrie minière. La participation à l'initiative VDMD – obligatoire pour les membres de l'Association minière du Canada – exige en outre que chaque installation où a lieu l'activité minière rende compte des mesures qui y sont prises pour améliorer son rendement dans divers domaines, en particulier en ce qui a trait aux émissions de gaz à effet de serre (GES), au maintien de la biodiversité et à la gestion des résidus.

DÉFI : EFFETS SUR LE SOL

Au cours des cent dernières années, moins de 0,01 % de la superficie terrestre du Canada a été utilisée afin de produire des minéraux et des métaux. L'utilisation du sol est requise à chaque étape du cycle d'exploitation minière, que ce soit à celle de l'exploration, de la construction, de l'exploitation, de la fermeture, ou postérieure à la fermeture d'une mine. L'aménagement des routes, la construction, les lignes de transport d'électricité, les carrières, les puits, les sites de stockage des résidus nécessitent tous des travaux de défrichage et la perturbation des sols limitrophes, pouvant résulter en la perte d'habitats et la déforestation²⁷.

Il existe diverses stratégies permettant d'atténuer l'incidence des activités minières sur le sol. La présente section passe en revue deux de ces stratégies en particulier :

- Conserver la biodiversité
- Remettre en état les sites miniers

Stratégie 1 : Conserver la biodiversité

Que fait l'industrie²⁸ ?

La biodiversité dans une région donnée est perturbée par diverses activités humaines : industries, exploitation agricole, urbanisation, etc. L'initiative Vers le développement minier durable a récemment entrepris d'évaluer les mesures prises par les sociétés minières pour protéger la biodiversité, en recourant à trois indicateurs.

Le premier indicateur – engagement, obligation de rendre compte et communications d'entreprise en matière de conservation de la biodiversité – mesure le niveau d'engagement des entreprises envers la conservation de la biodiversité, notamment en précisant les rôles et les

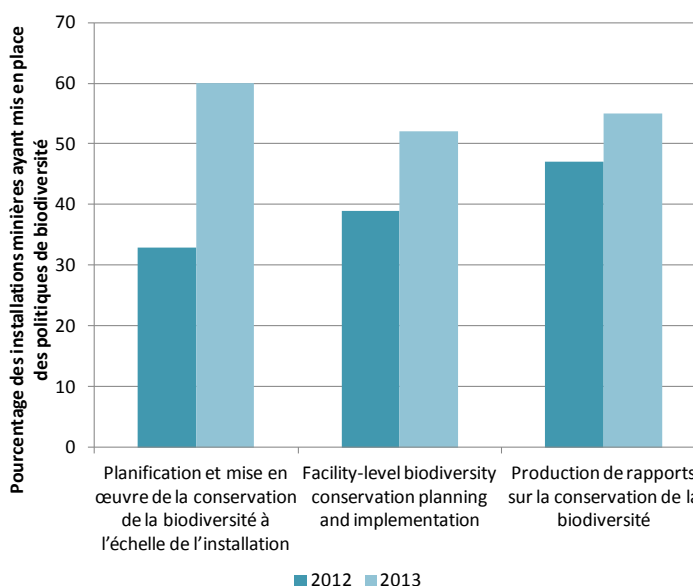


Figure 3.1 : Pourcentage des installations minières ayant mis en place des politiques de biodiversité dans le cadre de l'initiative Vers le développement minier durable, 2012 et 2013. Source : Association minière du Canada.

²⁷ Fraser Institute. *How Can Mining Become More Sustainable?* Réalité minière.org. www.miningfacts.org/Environment/How-can-mining-become-more-environmentally-sustainable (accès 18 nov. 2014).

²⁸ Source de l'encadré « La conservation du milieu naturel » : Teck Resources. *Sustainability at Teck: Conserving Land in the East Kootenays*, 25 juin 2014. www.tecksustainability.com/sites/base/pages/story-detail/conserving-land-in-the-east-kootenays-109930 (accès 18 nov. 2014). Sources de l'encadré « Comme un poisson dans l'eau » : Vale. *Biodiversity: Fish Rearing*. www.vale.com/canada/en/aboutvale/communities/health-safety-environment/our-environment/reclamation-and-decommissioning/reclamation-and-decommissioning-sudbury/pages/biodiversity.aspx (accès 18 nov. 2014). Lisa Wright. Bees help restore Sudbury mining site. *The Toronto Star*, 13 octobre 2014. www.thestar.com/business/2014/10/13/bees_help_restore_sudbury_mining_site.html (accès 18 oct. 2014).

responsabilités des divers intervenants en vue d’y donner suite. Le deuxième indicateur – planification et mise en œuvre de la conservation de la biodiversité à l’échelle de l’installation – mesure si l’installation a mis en place un plan de conservation de la biodiversité, comprenant notamment des mécanismes pour l’établissement de cibles, la surveillance, la consultation des collectivités et la formation des employés. Le dernier indicateur – production de rapports sur la conservation de la biodiversité – mesure si l’installation a mis en place des systèmes permettant de rendre compte de son rendement tant à l’interne qu’auprès de la population en général.

Depuis le début de la production de rapports portant sur ces indicateurs en 2012, on observe une augmentation du nombre d’installations ayant mis en œuvre les pratiques précitées.

Que nous réserve l’avenir ?

La conservation du milieu naturel

Afin de promouvoir la biodiversité en Colombie-Britannique, Teck Resources a fait l’acquisition de plus de 7 000 hectares de terres privées en vue de constituer une aire protégée. L’acquisition de ce territoire d’une superficie équivalant à 17 fois celle de Stanley Park, à Vancouver, est la plus importante acquisition de terres en vue de conserver un milieu naturel dans toute l’histoire de la province. Ce territoire procurera un habitat vital aux ours Grizzly, carcajous, élans, truites et autres espèces qui y sont présentes. En outre, il revêt une importance culturelle particulière pour les communautés et les Premières nations qui y vivent. Teck a également consulté les Premières nations et des groupes écologistes afin de décider quelles terres acquérir.

Comme un poisson dans l’eau

Vale, une société minière d’envergure mondiale exploitant des activités à Sudbury, a consacré des efforts en vue d’accroître les populations de poissons et la biodiversité dans des plans d’eau ayant été perturbés par ses activités minières dans le passé. En 2011, l’entreprise a commencé à élever des poissons dans une serre de surface. Depuis, elle a relâché quelque 5 000 truites arc-en-ciel et 1 000 dorés jaunes dans la rivière. Vale élève aussi des poissons dans une serre souterraine, qui fait également office de pépinière. Les excréments des poissons sont utilisés comme engrais pour les arbres, ce qui évite également d’avoir recours à des engrais chimiques.

Quel est le rôle du gouvernement ?

À titre de principaux intendants des ressources naturelles sur leur territoire, les provinces exercent leur compétence sur diverses composantes importantes de la biodiversité. Ainsi, l’Ontario, la Colombie-Britannique, le Manitoba et l’Alberta ont tous adopté leurs propres stratégies en matière de biodiversité²⁹.

L’aménagement du territoire – le processus consistant à évaluer et à réglementer l’aménagement du sol afin de trouver un équilibre entre les utilisations concurrentes des terres – représente un outil important pour s’assurer que l’activité humaine est compatible avec le maintien de fonctions environnementales de premier plan. Une évaluation des tendances dans la performance de l’industrie minière réalisée en 2013 révèle que l’absence de plans d’aménagement à jour relativement à de vastes territoires du Canada entier devenait problématique, alors que s’intensifie la pression pour soit conserver des terres, soit les développer. Le rapport observe que certains gouvernements provinciaux avaient fait preuve de leadership dans ce domaine – à titre d’exemple, des plans

²⁹ Environnement Canada. *Cinquième rapport national du Canada à la Convention sur la diversité biologique*. Mars 2014. www.cbd.int/doc/world/ca/ca-nr-05-fr.pdf (accès le 18 nov. 2014).

d'aménagement du territoire couvrent dorénavant 85 % de la Colombie-Britannique –, mais ne pouvait toutefois pas évaluer de manière précise si la performance s'était améliorée à cet égard³⁰.

Le gouvernement fédéral a notamment compétence sur les pêches, les espèces en péril, les oiseaux migrateurs et les eaux navigables.

En vertu de la *Loi sur les pêches*, l'habitat d'un poisson qui a été détruit doit être remplacé. Des mines de bitume récemment mises en exploitation ont été obligées doubler l'habitat sur lequel leurs activités ont une incidence³¹.

La *Loi sur les espèces en péril* interdit de tuer un individu d'une espèce en péril ou de lui nuire, ou de détruire son habitat vital. La Loi énumère plus de 500 espèces en péril, et divers organismes fédéraux sont chargés d'élaborer des stratégies de rétablissement précisant les mesures à prendre afin d'arrêter ou de renverser le déclin d'une espèce. En 2013, un rapport du Commissaire à l'environnement a conclu que le gouvernement fédéral n'avait pas satisfait aux exigences qui lui incombaient en vertu de la Loi, relativement à l'établissement de ces stratégies de rétablissement, n'ayant mis en place que 7 des 97 plans d'action dûment requis à cet égard³².

Les deux ordres de gouvernement ont toutefois mis en place des mesures de protection de certaines espèces en péril, notamment le caribou. Par exemple, le Programme de rétablissement de la population du caribou des bois du fédéral établit à 65 % la cible minimale de l'habitat essentiel du caribou ne devant pas être perturbé³³. Certaines provinces ont également établi leurs propres plans de protection du caribou. Ainsi, l'Alberta exige que les entreprises envisageant de procéder à des activités de construction dans des zones d'occurrence du caribou soumettent un plan de protection du caribou dans lequel elles doivent notamment préciser les mesures qui seront prises afin d'atténuer toute perturbation de l'habitat de l'animal³⁴.

En plus de ses responsabilités en matière de réglementation, le gouvernement fédéral a annoncé en 2014 un Plan de conservation national doté de 252 millions de dollars, afin de conserver et de restaurer les milieux terrestres et marins au cours des cinq prochaines années. Le Canada a aussi fixé des objectifs et des cibles en matière de biodiversité s'inspirant en outre des objectifs d'Aichi énoncés dans la Convention sur la diversité biologique³⁵.

Stratégie 2 : Remettre en état les sites miniers

Que fait l'industrie³⁶ ?

La fermeture d'une mine est le processus en vertu duquel on met fin progressivement aux activités d'une mine sur une base temporaire ou permanente. Au Canada, les sociétés minières sont tenues de présenter aux autorités réglementaires les plans régissant la fermeture et la remise en état d'une mine, et ce, bien avant que la mine ne soit mise en exploitation. Ces plans doivent en outre préciser de quelle manière se fera la réhabilitation de la mine tout au long de son cycle de vie, comment s'effectuera le déclassement ou la désaffectation de la mine, et le montant du cautionnement qui sera déposé en garantie pour s'assurer que les sommes requises pour s'acquitter de ces activités seront accessibles. De nos jours, une mine est « conçue en prévision de sa fermeture », c'est-à-dire que l'on intègre déjà la manière dont le site sera utilisé par les générations futures dès la conception du projet

30 Ressources naturelles Canada. *Rapport sur la performance du secteur minier – 1998-2012*. Août 2013.

31 University of Alberta. *Fish Habitat Compensation Lakes*. 30 juillet 2012. www.osrin.ualberta.ca/en/Resources/DidYouKnow/2012/July/FishHabitatCompensationLakes.aspx (accès 29 oct. 2014).

32 Bureau du vérificateur général du Canada. « Chapitre 6 – La planification du rétablissement des espèces en péril ». *Automne 2013 – Rapport du commissaire à l'environnement et au développement durable*. Novembre 2013.

33 Environnement Canada. « Programme de rétablissement du caribou des bois (*Rangifer tarandus caribou*), population boréale, au Canada. » *Série des programmes de rétablissement des espèces en péril*. 2012

34 Gouvernement de l'Alberta. *Caribou Protection Plans*. 22 juillet 2014. <http://esrd.alberta.ca/fish-wildlife/wildlife-management/caribou-management/caribou-protection-plans/default.aspx> (accès 29 oct. 2014).

35 Biodivcanada.ca. *Ébauche des buts et objectifs canadiens pour la biodiversité d'ici 2020*. [www.biodivcanada.ca/default](http://www.biodivcanada.ca/default.asp?lang=Fr&n=00248250-1). asp?lang=Fr&n=00248250-1 (accès 18 nov. 2014).

36 Source de l'encadré « *Réhabilitation du puits 7 Nord de Coal Creek* » : Association canadienne de réhabilitation des sites dégradés. Projets de réhabilitation. www.clra.ca/default.aspx?page=29 (accès 20 nov. 2014).

minier et tout au long du cycle de vie de la mine. Aucune donnée n'a cependant pu être recueillie aux fins de la préparation du présent rapport en ce qui a trait au succès des activités de réhabilitation de l'industrie minière.

Avant la mise en place des mesures réglementaires actuelles, les lacunes à cet égard ou une gestion défaillante ont fait en sorte que les responsabilités se rapportant à quelque 10 000 sites miniers ont été laissées au gouvernement, bon nombre nécessitant d'être réhabilités à divers degrés. Ces mines dites orphelines ou abandonnées posent des problèmes économiques, environnementaux et de sécurité pour les collectivités avoisinantes. L'Initiative nationale pour les mines orphelines ou abandonnées fermé avec succès ou a déclassé plusieurs mines et s'affaire actuellement à dresser un inventaire qui permettra de broser un portrait global du nombre et de l'état de ces mines à l'échelle du Canada.

Que réserve l'avenir³⁷ ?

Favoriser la survie des arbres

Mikro-Tek Inc. procède à la mise au point d'une technologie qui permet aux pâturages et aux forêts qui ont été endommagées par le développement industriel d'être remises en état. Pour promouvoir la croissance sur ces terres, Mikro-Tek exploite des champignons telluriques d'origine naturelle appelés mycorhizes et a mis au point une méthode pour inoculer de jeunes plants et des racines de plante. L'augmentation des taux de croissance permet à ces plantes de capter les gaz nocifs liés aux changements climatiques et d'aider les sociétés minières à réduire efficacement leurs répercussions environnementales et sociales.

L'utilisation des résidus forestiers dans le rétablissement de mines

Goldcorp et Abitibi-Bowater ont mis à l'essai une technique consistant à utiliser les résidus de production de pâtes et papiers pour remettre en état la mine d'or Porcupine, à Timmins. Les résidus forestiers prenaient habituellement le chemin de sites d'enfouissement conçus à cet effet, puis libéraient des gaz à effet de serre, dont le méthane, à mesure qu'ils se décomposaient. Les résidus, semblables à du compost, représentaient une solution plus écologique par rapport aux engrais chimiques traditionnels. La mine Porcupine a commencé à épandre des biosolides sur un barrage de retenue des résidus afin de diminuer les émissions de poussières. En moins de deux ans, non seulement les émissions de poussières avaient pratiquement été éliminées, mais un couvert végétal s'y était établi, si bien qu'au fil des ans, ce nouveau milieu avait attiré une faune variée, des oiseaux de proie, des oiseaux migrateurs, et même des ours noirs. Le même procédé est dorénavant utilisé dans d'autres secteurs de la mine.

La transformation de résidus miniers en terres arables

Ressources naturelles Canada collabore avec l'industrie dans des travaux de recherche visant à combiner la remise en état des sites miniers avec la production de biocarburants. Ainsi, le programme Mines vertes Énergie verte a contribué à des projets avec trois mines du Nord de l'Ontario visant à utiliser des biosolides pour recouvrir six hectares de résidus miniers. Les terres servent ensuite à cultiver du canola, du tournesol, du panic raide et du saule hybride. Avec plus de 41 000 hectares de résidus miniers au Canada, la transformation des résidus miniers en terres arables pourrait s'avérer fort avantageuse en matière de réduction des émissions de poussières et de l'élimination de l'exposition des résidus à l'eau et à l'oxygène, en plus de procurer de nouvelles sources de production de carburants renouvelables qui n'entrent pas en concurrence avec la production alimentaire.

³⁷ Source de l'encadré « Favoriser la survie des arbres » : Technologies du développement durable Canada. *Portefeuille de TDDC*. www.sdtc.ca/uploads/Portfolio_French.html (accès 20 nov. 2014). Source de l'encadré « L'utilisation des résidus forestiers dans le rétablissement de mines » : Goldcorp. *Environmental Case Studies: Biosolids as soil cover*. www.goldcorp.com/files/annual_reports/Report2010/6_environmental.htm. Source de l'encadré « La transformation de résidus miniers en terres arables » : Ressources naturelles Canada. *Rapport sur la performance du secteur minier – 1998-2012*.

Quel est le rôle du gouvernement ?

Au Canada, les gouvernements provinciaux et le gouvernement du Yukon réglementent l'industrie minière, et ont notamment élaboré et adopté des lois et des règlements visant l'administration des activités minières et la fermeture des mines. En outre, tous les gouvernements provinciaux exigent que les sociétés minières leur présentent un plan de fermeture et un plan de remise en état avant de délivrer un permis d'exploitation. Par ailleurs, les gouvernements provinciaux, territoriaux et fédéral ont adopté des lois obligeant les sociétés minières à fournir des garanties financières pour les travaux de remise en état dans l'éventualité où l'exploitant n'était pas en mesure de les réaliser. Le Nouveau-Brunswick et l'Ontario exigent des garanties financières couvrant la totalité des coûts de réhabilitation de la mine, alors que le Québec exige des garanties financières à hauteur de 70 % de ces coûts³⁸.

DÉFI : GAZ À EFFET DE SERRE

En 2012, moins de 1 % des émissions de GES du Canada étaient attribuables aux mines métallifères et non métalliques³⁹. L'essentiel (95 %) des émissions de GES de l'industrie minière est attribuable à sa consommation d'énergie, principalement sous la forme de la production d'électricité par des génératrices au diesel et à la consommation de son parc de véhicules⁴⁰. L'industrie a connu des progrès modérés dans la diminution de ses émissions de GES. Ainsi, en 2012, l'industrie minière a produit 12 % moins d'émissions par tonne de minerai broyée qu'en 1990, bien qu'on observe une augmentation de l'intensité des émissions des activités minières non métalliques depuis quelques années⁴¹. Par ailleurs, alors qu'on observe un plus grand nombre de sociétés minières qui ont effectivement mis en place un plan de réduction des GES, la majorité des entreprises minières ne l'ont toujours pas fait. En 2006, seulement 23 % des installations minières participant à l'initiative VDMD avaient établi des cibles de réduction de GES ; en 2012, cette proportion était passée à 43 %. Actuellement, plus de la moitié des installations participant à l'initiative VDMD ont en place des systèmes de gestion des émissions de GES et de production de rapports à cet égard⁴².

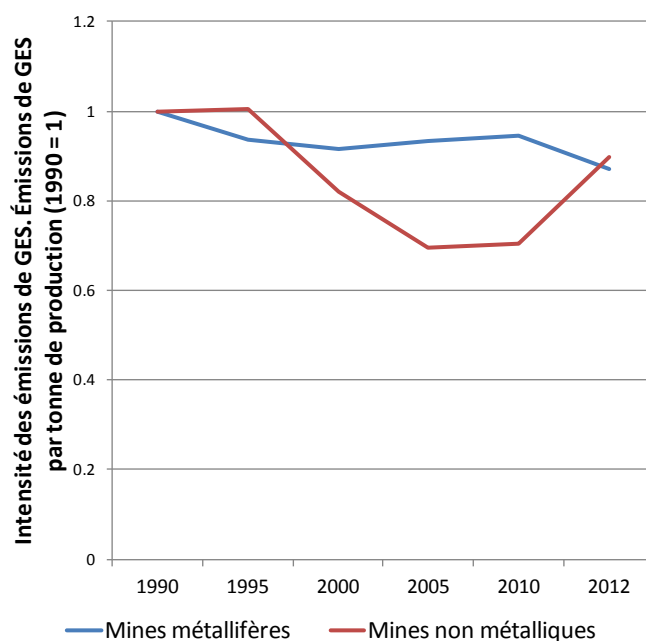


Figure 3.2 : Intensité des émissions de GES (en kt CO₂ par Mt de production de la mine) dans l'industrie minière, 1990 à 2012 (excluant le pétrole, le gaz et le charbon) Source : Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Center, Simon Fraser University.

Les coûts en énergie accaparent une partie importante des coûts de l'industrie minière, l'électricité pouvant

³⁸ Miningfacts.org. *What happens to mine sites after a mine is closed?* www.miningfacts.org/environment/what-happens-to-mine-sites-after-a-mine-is-closed (accès 20 nov. 2014).

³⁹ Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Center. Industry Specific Reports. 2122 – Metal Ore Mining et 2123 Non-Metal Min. *Mining and Quarrying*.

⁴⁰ Association minière du Canada. *Guide de gestion de l'énergie et des gaz à effet de serre*. Juillet 2009. <http://mining.ca/sites/default/files/documents/Guidedegestiondelenergieetdesemissionsdegas2009.PDF>

⁴¹ Nyboer, John et Michelle Bennett. *Energy Use and Related Data: Canadian Mining and Metal Smelting and Refining Industries, 1990 to 2012*.

⁴² Association minière du Canada. *Vers le développement minier durable : Rapport d'étape 2014*.

représenter jusqu'à 10 % de l'ensemble des coûts de production d'une mine type⁴³. Les coûts en énergie n'ont cessé de grimper, atteignant plus du double de ce qu'ils étaient au cours des années 2000, donnant ainsi à l'industrie un important incitatif économique pour réduire sa consommation en énergie et, par conséquent, ses émissions⁴⁴. L'industrie minière fait appel à diverses stratégies afin de réduire ses émissions de GES.

La présente section passe en revue deux de ces stratégies en particulier :

- Utiliser l'énergie de façon plus efficace
- Utiliser des sources d'énergie à faible teneur en carbone

Stratégie 1 : Utiliser l'énergie de façon plus efficace

Que fait l'industrie ?

La variation de l'intensité de consommation de l'énergie est tributaire de divers facteurs sur lesquels l'exploitant minier n'a souvent aucun contrôle. Ainsi, à mesure que s'épuise le minerai se trouvant dans un gisement facilement accessible, l'exploitant doit creuser davantage, voire creuser dans du roc plus solide pour accéder au minerai. Il arrive souvent que les gisements ont une concentration moins forte, et il faut donc extraire de plus en plus de minerai avant de pouvoir en tirer une certaine quantité de métal ou de minéraux. Différents types de mines peuvent avoir des besoins différents en énergie, ce qui fait que l'évolution du type de métaux ou de minéraux extraits – par exemple, l'avènement de l'exploitation des mines de diamant au Canada vers la fin des années 1990 – peut avoir une incidence sur la consommation énergétique de l'ensemble de l'industrie minière⁴⁵.

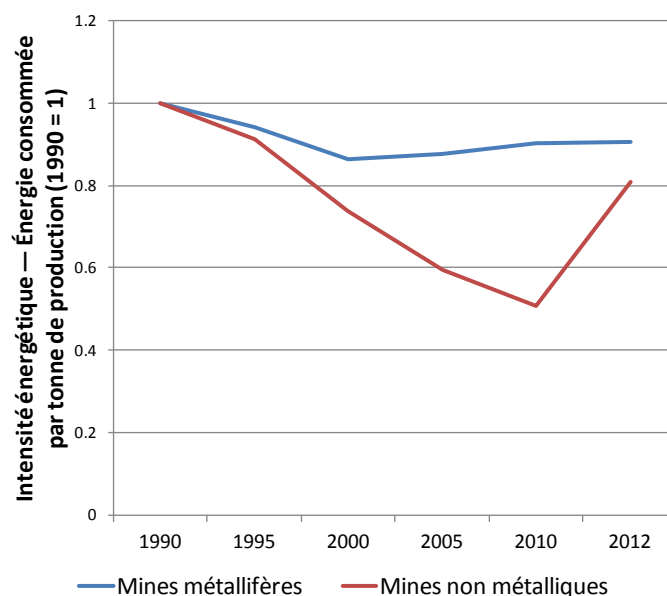


Figure 3.3 : Intensité énergétique (énergie consommée par tonne de production), mines métallifères et mines non métalliques, 1990 à 2012. Source : Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Center, Simon Fraser University.

Une étude réalisée par la Simon Fraser University conclut que l'intensité énergétique de l'exploitation minière – soit la quantité d'énergie requise pour produire une tonne de minerai extrait – a diminué de 12 % de 1990 à 2012. Les mines métallifères ont amélioré leur efficacité énergétique de près de 10 % entre 1990 et 2012, alors que les mines non métalliques ont amélioré leur bilan à ce chapitre de quelque 19 % au cours de la même période. Cependant, l'intensité énergétique de l'industrie minière connaît une tendance à la hausse depuis 2010⁴⁶.

Les mesures prises par les sociétés minières pour diminuer leur consommation d'énergie permettent également de constater les efforts consacrés par celles-ci en matière d'efficacité énergétique. En 2006, près du quart des

⁴³ Ressources naturelles Canada. Initiative Mines vertes Efficacité verte. www.nrcan.gc.ca/mines-materiaux/mines-vertes/8219 (accès 19 nov. 2014).

⁴⁴ Association minière du Canada. *Faits et chiffres 2013*. <http://mining.ca/sites/default/files/documents/faits-et-chiffres-2013.pdf>

⁴⁵ Nyboer, John et Michelle Bennett. *Energy Use and Related Data: Canadian Mining and Metal Smelting and Refining Industries, 1990 to 2012*. Mars 2014. Canadian Industrial Energy End-use Data and Analysis Centre, rapport préparé pour le compte de l'Association minière du Canada.

⁴⁶ Nyboer, John et Michelle Bennett. *Energy Use and Related Data: Canadian Mining and Metal Smelting and Refining Industries, 1990 to 2012*.

installations minières participant à l'initiative VDMD avaient établi des cibles de performance en matière d'intensité énergétique. En 2012, ce sont 52 % des installations qui avaient mis en place de telles cibles. De plus en plus d'installations mettent en place des systèmes de gestion de leur consommation énergétique et de production de rapports à cet égard, ce qui les aide à repérer les situations problématiques et à mettre en place des solutions pour y remédier⁴⁷. Bien que ces données témoignent d'une certaine amélioration, encore davantage d'installations devraient mettre en place des outils afin de les aider à améliorer leur bilan en matière de consommation d'énergie.

Que réserve l'avenir⁴⁸ ?

Ventilation sur demande

L'exploitation de mines souterraines nécessite le recours à des systèmes de ventilation pour assurer la qualité de l'air respiré par les mineurs. La ventilation consomme une quantité d'énergie considérable, représentant entre 40 et 60 % de la consommation totale d'énergie d'une mine souterraine. La société ontarienne BESTECH a mis au point un système qui permettra aux exploitants miniers d'utiliser les systèmes de ventilation seulement à l'endroit et au moment requis, au lieu de laisser en marche le système continuellement. En assurant le fonctionnement du système de ventilation seulement là où il est nécessaire, cela permettra de diminuer la consommation d'énergie du système de 12 à 20 %, diminuant en même temps les émissions de GES.

Circuits de concassage et de broyage

Après son extraction du sol, le minerai doit être concassé avant d'entreprendre la séparation du métal ou du minéral précieux de la roche dans laquelle il est incrusté. L'étape du concassage et du broyage est très énergivore, et peut représenter pour certaines mines de surface jusqu'à 60 % de leur consommation énergétique et 35 % de leurs émissions de GES. En fait, cette seule étape de l'exploitation minière accapare jusqu'à 3 % de la consommation d'électricité mondiale. La société Barrick Gold a mis à l'essai diverses mesures pouvant améliorer ce bilan. Les résultats de ces essais ont permis d'arriver à un gain d'efficacité énergétique de 20 % au chapitre de ses procédés de broyage, soit l'équivalent des émissions annuelles produites par plus de 9 000 voitures.

Véhicules miniers hybrides

Les véhicules utilisés pour creuser dans une mine souterraine et transporter le minerai fonctionnent habituellement au diesel, créant des émissions qui doivent aussitôt être aspirées par des systèmes de ventilation très énergivores. Ressources naturelles Canada travaille de concert avec une entreprise canadienne à la mise au point d'un wagon à godet hybride diesel/électrique **éconergétique** pour l'exploitation minière, le premier en son genre dans le monde entier. En réduisant les émissions de gaz toxiques et de particules atmosphériques, l'utilisation de tels véhicules pourrait réduire de 20 à 40 % la consommation d'énergie des systèmes de ventilation.

47 Association minière du Canada. *Vers le développement minier durable : Rapport d'étape 2014*. http://mining.ca/sites/default/files/documents/VDMD_Rapport_etape_2014.pdf

48 Source de l'encadré « Ventilation sur demande » : L. Allen, Cheryl et Trang T. Tran. *Ventilation-On-Demand Control System's Impact on Energy Savings and Air Quality*. Avril 2011. www.bestech.com/Downloads/Whitepapers/VOD%20Impact%20CIM_Montreal-CHERYL%20ALLEN-2011-04-21.pdf (accès 18 nov. 2014). Source de l'encadré « Circuits de concassage et de broyage » : Lloyd Buckingham et coll. *Improving Energy Efficiency in Barrick Grinding Circuits*. Cinquième conférence internationale sur les technologies de broyage autogène et semi-autogène (SAG 2011). www.ceecthefuture.org/wp-content/uploads/2013/01/Improving-Energy-Efficiency-in-Barrick-Grinding-Circuits3.pdf?dl=1 (accès 20 nov. 2014). Source de l'encadré « Véhicules miniers hybrides » : Emmanuelle Brière. *Des véhicules miniers propulsés à l'énergie propre*. La science @ RNCAN. Mai 2012. www.nrcan.gc.ca/science/article/1368 (accès 20 nov. 2014).



Stratégie 2 : Utiliser des sources d'énergie à faible teneur en carbone

Que fait l'industrie ?

Les progrès sont plutôt mitigés à ce chapitre. Depuis 1990, l'industrie minière consomme moins de mazout lourd et davantage de diesel et de propane. Le passage du mazout lourd au diesel a peu d'incidence sur le bilan des émissions de GES, les deux carburants émettant une quantité pratiquement similaire de GES par gallon (11,8 kg CO₂/gallon pour le mazout lourd, comparativement à 10,2 kg CO₂/gallon pour le diesel). Toutefois, le propane émet moins de la moitié de GES que le mazout lourd, et une consommation accrue de cette énergie permettrait à l'industrie minière de réduire ses émissions de GES.

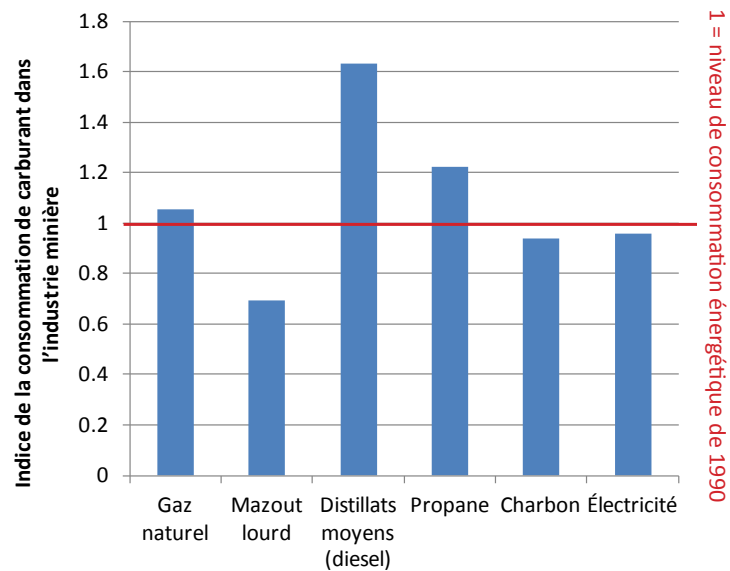


Figure 3.4 : Indice de la consommation de carburant dans l'industrie minière en 2012, par rapport aux niveaux de 1990. Source : Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Center, Simon Fraser University.

Que réserve l'avenir⁴⁹ ?

Harnacher l'énergie éolienne

Rio Tinto a mis au point une centrale fonctionnant à l'énergie éolienne et au diesel à sa mine de diamants Diavik dans les Territoires du Nord-Ouest. La centrale d'une puissance de 9 MW est la centrale biénergétique la plus nordique du monde entier, et est dotée d'une turbine conçue pour résister à des températures de -40 °C. En 2013, la centrale comblait 10 % des besoins énergétiques de la mine, évitant ainsi qu'une quantité d'émissions équivalant aux émissions de 2 500 voitures soit libérée dans l'atmosphère, en plus de réduire d'une centaine de voyages le nombre de ravitaillements en carburant.

L'énergie solaire flottante

La société Mining Innovation Rehabilitation and Applied Research Corporation (MIRARCO), établie en Ontario, est la plus importante société de recherche appliquée à but non lucratif en Amérique du Nord. MIRARCO mène actuellement des travaux de recherche sur la production d'électricité à l'aide d'un système photovoltaïque souple qui flotte sur la surface d'un plan d'eau, comme un étang de décantation de résidus, par exemple. Un projet-pilote est actuellement en voie de réalisation à Malte. L'assemblage de panneaux, d'environ 20 mètres sur 20 mètres, devrait fournir une production de pointe de 8 kW, soit une quantité d'énergie suffisante pour satisfaire les besoins de deux maisons unifamiliales de trois chambres à coucher.

La conversion au gaz naturel

À titre de source d'énergie, le gaz naturel procure essentiellement les mêmes avantages que le diesel, mais en produisant moins d'émissions de GES, d'émissions atmosphériques et d'émissions de particules dans l'air. Shell et Caterpillar travaillent conjointement à la mise au point d'un nouveau type de transport de minerai fonctionnant au gaz naturel liquéfié, permettant éventuellement de réduire les émissions de GES de 25 % par rapport à celles émises par un véhicule fonctionnant au diesel. La société Stornoway Diamond Corporation a récemment mené une étude de faisabilité sur la conversion de sa centrale de production d'électricité pour son projet de mine de diamants Renard du diesel au gaz naturel, ce qui permettrait de réduire ses émissions de GES de 43 %.

Quel est le rôle du gouvernement ?

Quatre provinces sont responsables des trois quarts de la valeur de la production minière du Canada : l'Ontario, le Québec, la Saskatchewan et la Colombie-Britannique. Ces provinces ont adopté des mesures concrètes pour contrer les émissions de GES. En 2014, l'Ontario a mis fin à la production d'électricité par des centrales au charbon sur son territoire et fait la promotion des énergies renouvelables en offrant des subventions. Le Québec s'est joint à la Californie en instaurant un système de plafonnement et d'échange s'appliquant aux entreprises émettant 25 000 tonnes métriques ou plus d'équivalent CO₂ par année. La Colombie-Britannique a instauré une taxe sur le carbone de 30 \$ la tonne d'émissions équivalentes de CO₂ sur tout achat de carburant dans cette province. La Saskatchewan travaille à l'élaboration d'un régime réglementaire semblable à celui mis en place en Alberta, dans le cadre duquel les installations produisant plus de 100 000 tonnes d'émissions doivent soit réduire leurs émissions, soit acheter des crédits de carbone, soit payer des frais compensatoires de 15 \$ la tonne.

Le gouvernement fédéral a publié une réglementation visant la production d'électricité par des centrales au charbon et le secteur du transport, mais n'a pas encore mis en place une réglementation visant spécifiquement l'industrie minière.

⁴⁹ Source de l'encadré « Harnacher l'énergie éolienne » : Dominion Diamond Corporation. *Wind Farm*. www.diavik.ca/ENG/ouperations/565_wind_farm.asp# (accès 19 nov. 2014). Source de l'encadré « La conversion au gaz naturel » : Association minière du Canada. *Association minière du Canada. Faits et chiffres 2013*.

DÉFI : EFFETS SUR LA QUALITÉ DE L'EAU

L'eau est utilisée à différentes fins dans un site minier, qu'il s'agisse du refroidissement des couronnes de forage, de la séparation du minerai des morceaux de roc, du lavage du minerai extrait ou de l'enlèvement des impuretés. Malgré ces multiples usages, l'industrie minière affiche une faible consommation d'eau, représentant seulement 1 % de la consommation d'eau nationale en 2005⁵⁰.

Une fois les roches minéralisées du sol, le métal ou le minerai prisé doit être séparé des roches stériles avant d'être acheminé à l'étape du traitement. La roche extraite du sol afin de pouvoir accéder au minerai est appelée « roche stérile ». Les substances résiduelles à la suite du traitement du minerai s'appellent des « résidus ». Les résidus sont habituellement combinés à de l'eau, puis retenus dans des structures imposantes appelées « bassins à résidus ».

Le drainage rocheux acide est sans doute le plus important enjeu environnemental avec lequel l'industrie minière doit composer. Ce problème survient lorsque des matières communément présentes sur des sites, en particulier du sulfure de fer ou de la pyrite, sont exposées à l'oxygène. Cela mène à la formation d'acides assez puissants pour dissoudre les métaux lourds, lesquels peuvent être nocifs pour la vie aquatique s'ils migrent et se retrouvent dans l'eau de surface⁵¹. Le drainage rocheux acide peut être occasionné par des causes naturelles, lorsque des matières contenant du sulfure sont exposées à l'atmosphère, mais les résultats de l'activité humaine – comme les bassins à résidus et les haldes à stériles – peuvent accélérer ce processus.

La présente section passe en revue trois stratégies employées pour réduire l'incidence des activités de l'industrie minière sur la qualité de l'eau :

- Réduire l'utilisation de l'eau
- Protéger la qualité des cours d'eau limitrophes
- Optimiser la gestion des résidus

Stratégie 1 : Réduire l'utilisation de l'eau

Que fait l'industrie ?

L'industrie minière réduit constamment son utilisation d'eau depuis les dernières décennies. Entre 1981 et 2009, l'utilisation d'eau de cette industrie a chuté du tiers⁵². Cette tendance baissière s'est poursuivie au cours des dernières années, diminuant d'un autre 6 % entre 2005 et 2011. Règle générale, l'industrie minière évacue une plus grande quantité d'eau dans l'environnement qu'il n'en prélève, notamment en raison de la libération de l'eau accumulée sur le site minier, en bonne partie à cause de l'interception des eaux souterraines ou les eaux de ruissellement provenant des précipitations⁵³. L'eau qui est évacuée par les installations de la mine à l'environnement est soumise à des contrôles environnementaux stricts pour la qualité de l'eau.

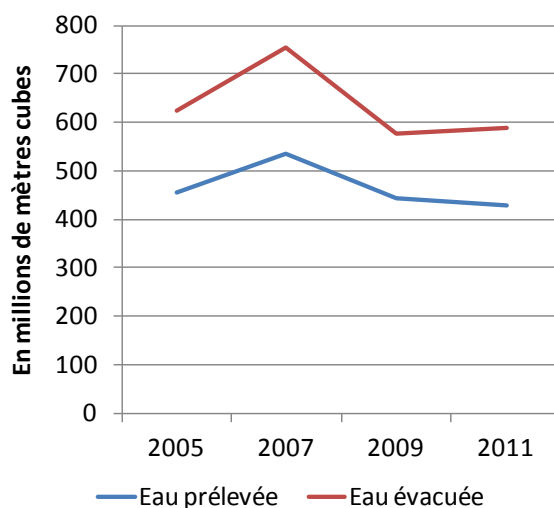


Figure 3.5 : Paramètres de la valeur de la production minière, du prélèvement de l'eau et de l'intensité de l'utilisation de l'eau, de 2005 à 2011. Source : Statistique Canada CANSIM, tableau 153-0079.

50 Statistique Canada. Paramètres d'utilisation de l'eau dans les industries de l'extraction minière et les centrales thermiques d'énergie électrique. CANSIM, tableau 153-0079.

51 Fraser Institute. What is acid rock drainage? Mining.org. www.miningfacts.org/Environment/What-is-acid-rock-drainage (accès 20 nov. 2014).

52 Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie. *Cap sur l'eau : L'utilisation durable de l'eau par les secteurs des ressources naturelles du Canada*. Novembre 2011. <http://collections.canada.gc.ca/webarchives/20130322142206/http://nrtee-trnee.ca/cap-sur-eau-utilisation-eau?lang=fr> (accès 20 nov. 2014).

53 Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie. *Cap sur l'eau : L'utilisation durable de l'eau par les secteurs des ressources naturelles du Canada*.

Quel est le rôle du gouvernement ?

Un aperçu de la réglementation de l'eau au Canada apparaît en page 24.

Stratégie 2 : Protéger la qualité de l'eau

Que fait l'industrie⁵⁴ ?

Le *Règlement sur les effluents des mines de métaux* (REMM) du gouvernement fédéral prescrit des normes sur la qualité des effluents rejetés par les mines dans les cours d'eau. Ressources naturelles Canada utilise comme mesure le degré de conformité avec le REMM, ce qui lui permet de vérifier la performance de l'industrie minière sur le plan de la protection de la qualité de l'eau⁵⁵. Le nombre de mines assujetties au REMM s'est accru au fil des ans, mais on observe cependant une tendance à la baisse en ce qui a trait au nombre de fois que des installations minières ont dépassé les limites prescrites. Ainsi, depuis 2003 il y a eu une diminution de 30 % dans le nombre de fois où des installations ont dépassé la limite prescrite, passant à 74 à partir de 106 dépassements dix ans auparavant⁵⁶.

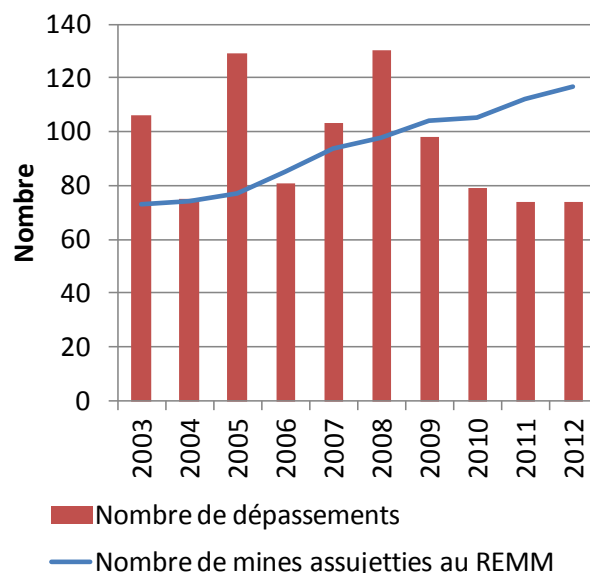


Figure 3.6 : Nombre de mines assujetties au Règlement sur les effluents des mines de métaux et nombre de dépassements des limites de rejet d'effluents. Source : Environnement Canada, Évaluation sommaire de la performance des mines de métaux.

Des analyses et encore des analyses

À la mine Key Lake de la société Cameco, l'usine ne rejette pas directement dans l'environnement. L'usine pompe les eaux préalablement traitées vers une série d'étangs de confinement avant leur rejet. Si les échantillons prélevés dans un étang de confinement ne respectent pas les normes prescrites, l'eau de cet étang est alors retournée à l'usine pour y être traitée à nouveau. Ce n'est qu'une fois que l'eau traitée de l'étang de confinement respecte les normes prescrites, à la suite du prélèvement d'échantillons et d'analyses en laboratoire, qu'elle est rejetée dans l'environnement d'accueil. De plus, des échantillons sont également prélevés à divers endroits en aval du lieu du rejet.

Adapté du Rapport sur la durabilité de Cameco pour l'année 2014.

Contrôle de la qualité de l'eau en temps réel

En 2003, Vale a établi un Partenariat pour le contrôle de la qualité de l'eau en temps réel. Dans le cadre de ce programme, l'entreprise recueille des données sur la qualité de l'eau des divers ruisseaux dans les environs de la mine et de l'usine de traitement de Voisey Bay exploités par Vale, au Labrador, et le public peut consulter ces données dans les quatre heures suivant leur collecte. Les données enrichissent également les savoirs traditionnels des collectivités avoisinantes et aident à prévoir le flux migratoire de l'omble arctique.

54 Source de l'encadré « Des analyses et encore des analyses » : Cameco. « Clean Environment ». *Sustainable Development Report 2014*. file:///C:/Users/kmarsh/Downloads/Cameco-Sustainable_Development_Report_2014.pdf (accès 18 nov. 2014). Source de l'encadré « Contrôle de la qualité de l'eau en temps réel » : Association minière du Canada. Prix d'excellence VDMD 2014. <http://mining.ca/fr/prix-dexcellence-vmmd-2014> (accès 18 nov. 2014).

55 Ressources naturelles Canada, *Rapport sur la performance du secteur minier – 1998-2012*.

56 Environnement Canada. *Évaluation sommaire de la performance des mines de métaux assujetties au Règlement sur les effluents des mines de métaux en 2012*. Janvier 2014.

Que réserve l'avenir⁵⁷ ?

Aménagement de zones humides pour agir comme biofiltre

Les zones humides ont l'aptitude innée de retirer les sédiments et les polluants, dont les métaux lourds, de l'eau. Des sociétés minières et des chercheurs ont conçu et aménagé des zones humides destinées à capter et à assainir l'eau. Un projet-pilote aménagé dans le secteur des mines d'argent Keno, au Yukon, a réussi à retirer 99 % du métal lourd de l'eau, et ce, dans un milieu climatique où des températures de -45 °C ne sont pas inusitées.

Quel est le rôle du gouvernement ?

Au Canada, les effluents des mines de métaux font l'objet de contrôles rigoureux afin de s'assurer qu'ils respectent les limites permises en matières dissoutes. Le *Règlement sur les effluents des mines de métaux*, pris en vertu de la *Loi sur les pêches*, prescrit des limites pour diverses substances dont l'arsenic, le cuivre, le plomb, le nickel, le zinc, le cyanure, le radium-226, et la quantité totale de matières solides en suspension. De plus, la plupart des provinces réglementent les diverses installations minières au cas par cas, en s'inspirant des normes établies dans la réglementation fédérale. Des échantillons sont prélevés dans l'eau issue du traitement du minerai avant le rejet d'effluents dans l'environnement, ce point de rejet étant généralement, à la plupart des mines de métaux et de minerai, le bassin à résidus⁵⁸.

Stratégie 3 : Optimiser la gestion des résidus

Que fait l'industrie ?

Alors que le volume de roches stériles et de résidus est demeuré relativement stable entre 2006 et 2008, le volume de résidus est en nette augmentation depuis 2009. Toutefois, bien que l'on observe une hausse du volume total des résidus, les données ne permettent pas de discerner la composition de ces résidus. La diminution des rejets de certaines substances, notamment le mercure, réduirait d'autant les répercussions environnementales des résidus miniers, et ce, malgré une augmentation du volume total de ces résidus⁵⁹.

L'initiative Vers le développement minier durable lancée par l'Association minière du Canada propose cinq indicateurs liés aux résidus. L'industrie minière a amélioré sa performance relativement à ces cinq indicateurs depuis 2006, mais n'y a pas encore adhéré dans sa totalité. Ainsi, en 2006, seulement 39 % des installations avaient mis en place un système de gestion des résidus. Ce pourcentage était toutefois passé à 80 % en 2013⁶⁰.

57 Herb Mathisen. « Pollutant-hungry wetlands: Patience key to future of passive water treatment ». *CMI Magazine*. Février 2013.

58 Fraser Institute. *How are the effects of mining on water quality monitored?* Miningfacts.org www.miningfacts.org/Environment/How-are-the-effects-of-mining-on-water-quality-monitored- (accès 18 nov. 2014).

59 Ressources naturelles Canada, *Rapport sur la performance du secteur minier – 1998-2012*.

60 Association minière du Canada. *Vers le développement minier durable : Rapport d'étape 2014*.

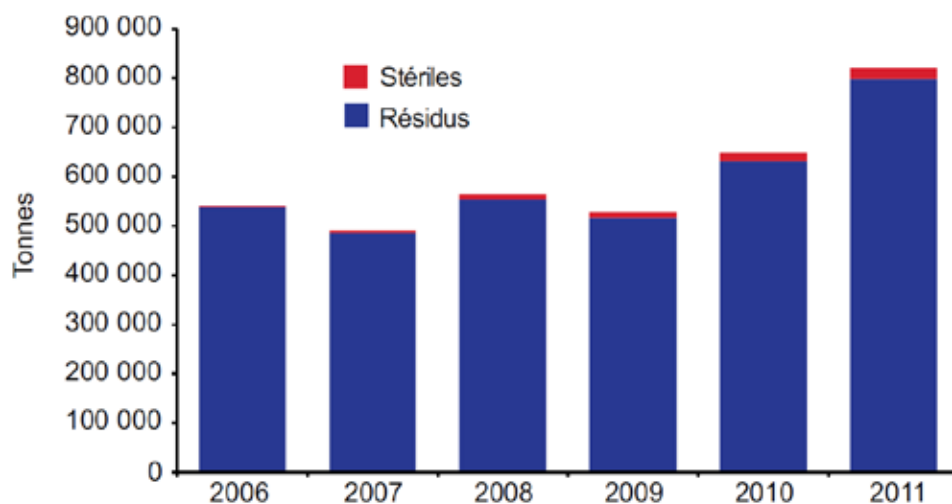


Figure 3.7 : Tonnes de résidus produits par l'industrie minière canadienne, 2006 à 2012. Source : Ressources naturelles Canada

Que réserve l'avenir⁶¹ ?

Résidus secs

Au lieu d'emmagasiner les résidus dans de grands plans d'eau, l'industrie minière a mis au point des procédés d'assèchement des résidus. L'eau est en grande partie extraite des résidus par des aspirateurs géants et des dispositifs de filtration de pointe. Les résidus secs sont alors transportés par convoyeur ou par camion, puis épandus et compactés de manière à former des couches de résidus empilés ne nécessitant pas l'aménagement de barrages de rétention. Le filtrage et l'empilement des résidus asséchés favorisent non seulement la récupération de l'eau, mais facilitent également la remise en état des lieux, alors que la végétation peut pousser sur les résidus secs empilés.

Résidus miniers pour métaux

Il arrive souvent que des résidus miniers recèlent de petites quantités de métaux précieux. L'entreprise BioteQ, établie à Vancouver, a mis au point un procédé permettant de récupérer le cuivre, le fer, le plomb, l'aluminium et d'autres métaux des effluents de résidus. L'entreprise a ainsi construit 16 usines d'épuration des eaux usées, dont une en collaboration avec la société Jiangxi Copper Company, la plus importante société minière d'extraction du cuivre de Chine. L'usine d'épuration récupère quelque 930 000 livres de concentré de cuivre par année, ce qui permet d'améliorer la qualité de l'eau et de générer entre 2,4 et 2,8 millions de dollars par année en revenus supplémentaires pour la société minière.

61 Source de l'encadré « Résidus secs » : Michael Davies, P. et Stephen Rice. *An alternative to conventional tailing management – "dry stack" filtered tailings*. AMEC Earth & Environmental. 2004. Source de l'encadré « Résidus miniers pour métaux » : BioteQ Environmental Technologies. *BioteQ and Jiangxi Copper Sign Agreement to Build Third ChemSulphide® Water Treatment Plant*. 1^{er} août 2013. <http://bioteq.ca/2013/08/bioteq-and-jiangxi-copper-sign-agreement-to-build-third-chemsulphide-water-treatment-plant> (accès 20 nov. 2014).

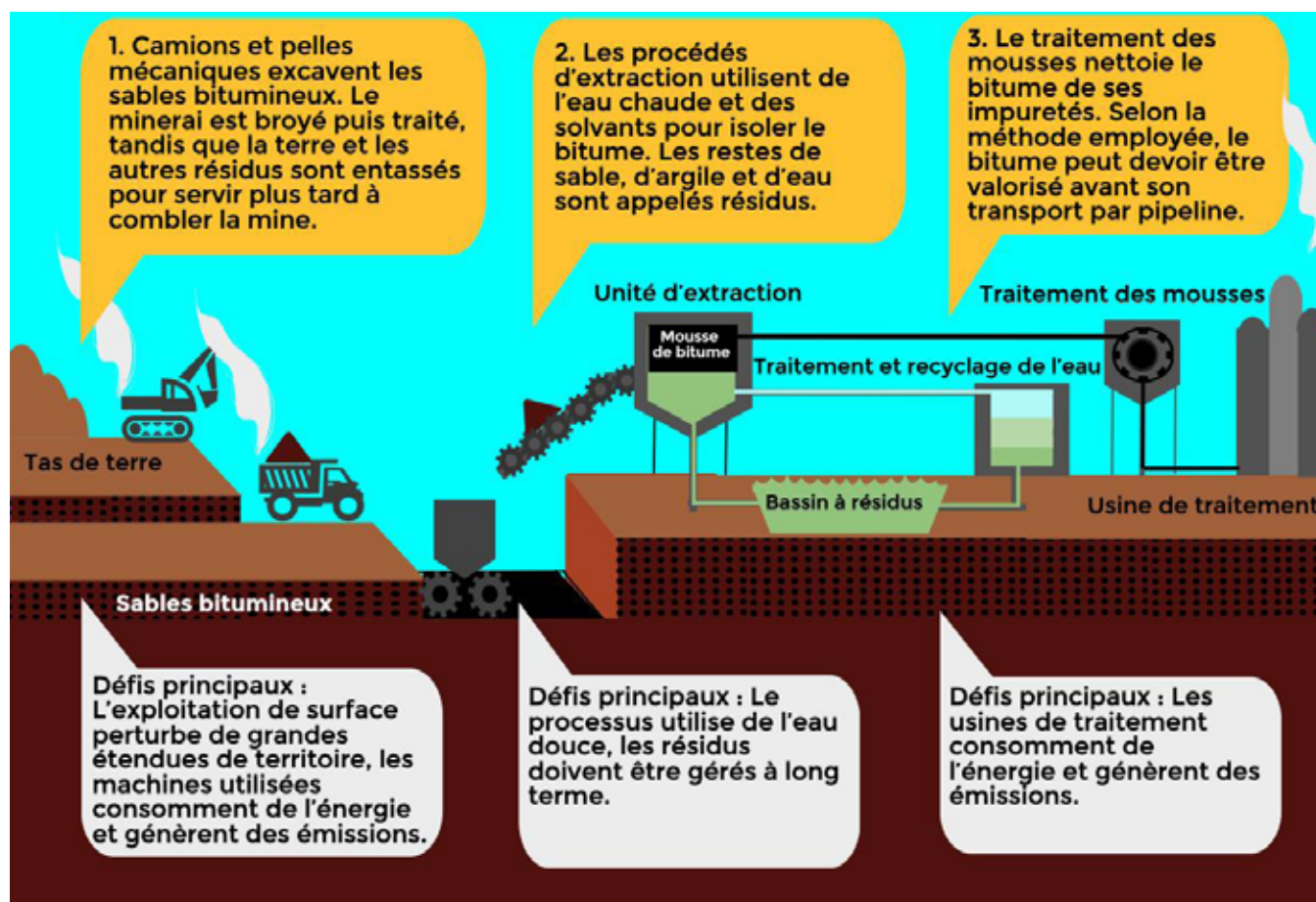
Quel est le rôle du gouvernement ?

Au Canada, la réglementation des barrages, y compris les bassins à résidus, relève de la compétence des provinces et des territoires. La Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan, l'Ontario et le Québec ont tous mis en place des lois encadrant l'aménagement des bassins à résidus⁶².

Le *Règlement sur les effluents des mines de métaux* susmentionné à la page 24 prescrit des limites relativement aux substances pouvant être rejetées dans l'eau des bassins à résidus. L'Alberta a adopté une réglementation particulière visant les bassins à résidus des sables bitumineux, dont il est plus amplement traité à la page 38 de ce document.

4. PÉTROLE ET GAZ

4.1. EXPLOITATION MINIÈRE DES SABLES BITUMINEUX



⁶² Association canadienne des barrages. *Regulation of Dams and Tailings Dams in Canada*. Exposé présenté dans le cadre du Congrès annuel 2010 de l'ACB en octobre 2010.

DÉFI : EFFETS SUR LE SOL

Les sites d'extraction minière de bitume ne sont rien d'autre que des mines de surface. Comme avec toute mine de surface, le bouleversement du sol, de la faune et de la flore constitue un défi environnemental de taille. Le bitume canadien est situé dans la forêt boréale, un écosystème fragile. Son extraction ne touche qu'une portion relativement restreinte de la forêt boréale canadienne (0,2 %), mais perturbe néanmoins l'habitat faunique et végétal.

Ce rapport examine trois stratégies pour atténuer les perturbations engendrées par les mines de bitume :

- Remettre les sites en état pour les restituer dans un état aussi proche que possible de leur état initial
- Réduire l'utilisation du sol dans les opérations d'extraction
- Préserver la flore et la faune sauvages touchés par les opérations d'extraction

Stratégie 1 : Remettre les sites en état

La remise en état est le processus couvrant des décennies qui consiste à remettre un terrain à son état initial. Il commence dès le processus de planification et se poursuit avec le réarrangement de la terre, la replantation de flore locale et des années de suivi.

Que fait l'industrie⁶³ ?

Depuis le début de l'exploitation, en 1967, l'extraction minière du bitume a touché 844 km²⁶⁴ de territoire. Les deux tiers de cette superficie sont toujours en phase de production active. Un autre quart a été déboisé pour des routes et des installations, le sol n'ayant pas été touché autrement. Par conséquent, environ un dixième de cette étendue relève du processus de remise en état⁶⁵. Plus les projets d'exploitation avancent, plus la superficie réhabilitée de l'exploitation minière du bitume augmente⁶⁶.

Après le travail initial de remise en état, une entreprise doit effectuer un suivi de 15 années avant de pouvoir prétendre à un certificat du gouvernement, ultime étape du processus de remise en état. L'unique site à avoir traversé la totalité de ce processus de certification de plusieurs décennies est un territoire de 104 hectares appelé

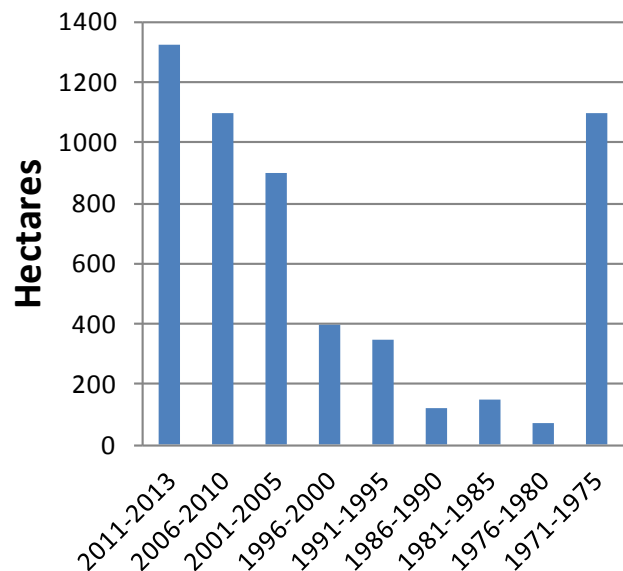


Figure 4.1 : Années durant lesquelles des activités continues de remise en état ont été menées dans les mines de sables bitumineux, 1971-2013. Source : gouvernement de l'Alberta.

63 Source de l'encadré « Gateway Hill » : Bridget Mintz Testa. « Reclaiming Alberta's oil sands mines » *Earth Magazine*. 22 Février 2010. www.earthmagazine.org/article/reclaiming-albertas-oil-sands-mines (accès 29 octobre 2014). Source de l'encadré « South Bison Hills » : Jim Carter. Bringing the Buffalo Home. Bison Producers of Alberta. Août 2000. www.bisoncentre.com/index.php/producers-2/resource-library/ibc2000-proceedings/primary-sessions/bringing-the-buffalo-home (accès 29 octobre 2014).

64 Alberta Government. *Alberta's Oil Sands: Reclamation*. www.oilsands.alberta.ca/reclamation.html (accès 29 octobre 2014).

65 Alberta Government. « Land Response Indicators: Oil Sands Mining Development and Reclamation ». Environment and Sustainable Resource Development. <http://esrd.alberta.ca/focus/state-of-the-environment/land/response-indicators/oil-sands-mining-development-and-reclamation/default.aspx> (accès 29 octobre 2014).

66 Alberta Government. « Land Response Indicators: Oil Sands Mining Development and Reclamation ».

Gateway Hill⁶⁷. Une superficie supplémentaire de 65 km² a été remise en état par l'industrie, mais n'a pas encore été certifiée, ce qui peut s'expliquer par le fait que le terrain est situé à proximité d'une mine en exploitation, qu'il est utilisé à d'autres fins, ou parce qu'il est sous surveillance pour s'assurer qu'un écosystème viable y a bien été rétabli⁶⁸.

Syncrude, qui a commencé ses opérations en 1978, est l'une des premières entreprises d'extraction de sables bitumineux du Canada. À ce jour, elle a remis en état environ 20 % des terrains touchés par ses mines. Gateway Hill servait à l'entreposage de la terre et d'autres matériaux excavés au cours du processus d'extraction. Le site a été remis en état pour la première fois dans les années 1980. Aujourd'hui, le premier site certifié d'Alberta abrite de nombreuses espèces animales.

En partenariat avec la Première Nation de Fort McKay, Syncrude gère un troupeau de 300 bisons sur une ancienne exploitation minière. Le cheptel a remporté de nombreuses récompenses et contribué à un programme de préservation génétique conduit par les universités de Calgary et de Saskatchewan, ainsi que par les gouvernements provinciaux.

Que nous réserve l'avenir⁶⁹ ?

Reconstruction accélérée de la terre arable

Le remplacement de la terre végétale est une partie essentielle de toute remise en état. Comme le sous-sol peut mettre des centaines d'années à se transformer en terre végétale, la plupart des sites miniers entreposent la terre excavée. Cette terre peut néanmoins se détériorer avec les années, perdant ses nutriments et sa vie microbienne. Imperial Oil a travaillé ces dix dernières années au développement d'un procédé qui transforme le sous-sol en terre végétale en à peine cinq ans. Ce procédé sera particulièrement utile dans de vieux sites où l'entreposage n'a pas toujours été la norme et pourrait être utilisé dans des mines situées dans d'autres régions du pays.

Replantation d'arbustes et reforestation

Forests Faster est une initiative menée par la COSIA qui vise à accélérer la remise en état de sites ayant été perturbés par des activités d'exploration. À ce jour, le programme a permis la replantation de 2,3 millions d'arbres sur 700 hectares. D'autres projets menés par la COSIA, comme l'Oil Sands Vegetation Cooperative, cherchent à conserver dans une banque les semences d'une grande variété d'espèces pour soutenir les efforts de remise en état futurs.

Reconstruction des tourbières

Le projet Suncor Nikanotee Fen tente de recréer un marais, qui est une sorte de tourbière. Des plantes de marécage et de tourbière dites « donneuses » sont placées sur le site. Un aquifère est alimenté en eau grâce à des matériaux récupérés sur place. L'équipe espère implanter un écosystème viable en une dizaine d'années. Syncrude travaille également à un projet de marais, mais à l'aide d'une technique différente.

67 Bridget Mintz Testa. « Reclaiming Alberta's oil sands mines » dans *Earth Magazine*.

68 *Alberta's Oil Sands: Reclamation*.

69 Source de l'encadré « Reconstruction accélérée de la terre arable » : Canadian Oil Sands Research Alliance (COSIA). *Topsoil Reconstruction*. www.cosia.ca/topsoil-reconstruction (accès 29 octobre 2014). Source de l'encadré « Replantation d'arbustes et reforestation » : COSIA. *Faster Forest* (www.cosia.ca/initiatives/land/faster-forests) and *Oil Sands Vegetation Cooperative*. (www.cosia.ca/initiatives/land/oil-sands-vegetation-cooperative) (accès 29 octobre 2014). Source de l'encadré « Reconstruction des tourbières » : University of Waterloo Wetlands Hydrology Research Group. Nikanotee Fen Project. <http://env-blogs.uwaterloo.ca/pilotfenproject> (accès 29 octobre 2014).

Quel est le rôle du gouvernement ?

Avant qu'un développement ne puisse être lancé, les producteurs de bitume doivent préparer des plans de remise en état et les faire approuver par le gouvernement provincial. Les exploitants de mines de bitume ont l'obligation légale de rétablir sur la totalité des terres un écosystème de même potentiel qu'avant l'exploitation, en matière d'habitat faunique, de bassin hydrographique et de soutien à la culture autochtone⁷⁰. Le remplacement des tourbières – une couche de terre saturée d'eau qu'on trouve dans les marais et autres milieux humides – constitue un défi particulier qui reste à relever en Alberta, bien que des projets soient en cours.

Quand leurs opérations sont terminées, les mines doivent faire une demande de certificat de remise en état, lequel n'est délivré qu'après 15 ans de suivi pour s'assurer qu'un écosystème viable s'est implanté⁷¹. L'industrie doit également fournir une caution pour garantir que les travaux de remise en état auront bien lieu. Le gouvernement détient actuellement plus d'un milliard de dollars de dépôts de garantie pour la remise en état⁷².

Stratégie 2 : Réduire l'utilisation du sol

Que fait l'industrie ?

La quantité de terre nécessaire à la production d'un baril de bitume est demeurée relativement stable, c'est-à-dire que l'accroissement de l'utilisation du sol évolue selon l'accroissement de la production⁷³.

Que nous réserve l'avenir ?

Seulement 3 % des sables bitumineux de l'Alberta peuvent être exploités dans des mines de surface. Le reste doit être extrait à l'aide d'une des techniques de forage, ou *in situ*, qui requièrent six fois moins de terre par baril de

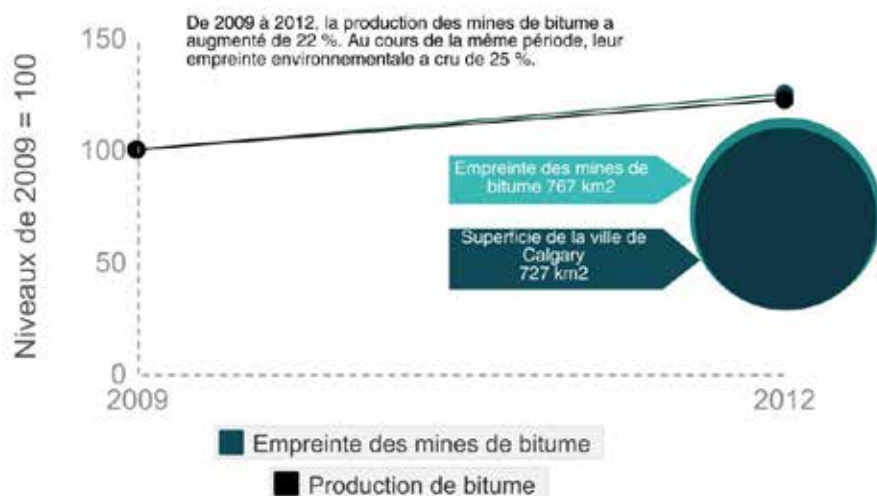


Figure 4.2 : Utilisation du sol dans les mines de sables bitumineux, de 2009 à 2012. Source : Association canadienne des producteurs pétroliers, Responsible Canadian Energy Data Table.

70 Gouvernement de l'Alberta. Public Lands Operational Handbook. Alberta Sustainable Resource Development, Public Lands and Forest Division. Décembre 2004.

71 Gouvernement de l'Alberta. *Alberta's Oil Sands: Reclamation*.

72 Gouvernement de l'Alberta. *Alberta's Oil Sands: Reclamation*.

73 Canadian Association of Petroleum Producers. Responsible Canadian Energy 2012 Data Tables. www.capp.ca/rce/downloads (accès 29 octobre 2014).

bitume⁷⁴. Autrement dit, l'utilisation de terre par baril de bitume est appelée à diminuer à mesure que l'industrie se tourne vers des techniques *in situ*.

Les bassins à résidus représentent une part importante du sol utilisé par une mine de bitume. Les techniques et les pratiques destinées à réduire les résidus miniers, qui sont présentées plus loin dans ce chapitre, auront également une incidence non négligeable sur l'utilisation du sol.

Quel est le rôle du gouvernement ?

Le gouvernement de l'Alberta s'est doté d'un régime de réglementation qui vise à équilibrer les nécessités économiques, sociales et environnementales par la mise sur place de plans régionaux d'utilisation du sol. Premier de ces plans à avoir été mis en place, le Lower Athabasca Regional Plan ébauche une vision de la région pour les 50 prochaines années. Il comprend diverses stratégies destinées à s'assurer que les effets sur le sol, la biodiversité et l'eau de toutes les industries du secteur sont correctement gérés⁷⁵.

Stratégie 3 : Préserver la flore et la faune sauvage

Un rapport daté de 2013 de l'Alberta Biodiversity Monitoring Institute a mesuré l'état de la biodiversité dans la région des sables bitumineux de l'Athabasca, à l'aide d'un indice d'intégrité de la biodiversité. Des espaces sauvages auraient un indice d'intégrité de 100 %, tandis qu'un stationnement de galerie marchande aurait un indice de 0 %. L'indice global d'intégrité de la biodiversité de la région exploitable était de 86 %, ce qui signifie qu'il y avait en moyenne 14 % d'animaux en moins dans les secteurs d'exploitation minière que dans un espace sauvage. L'indice médian d'intégrité de la région de l'Athabasca était de 94 %⁷⁶.

Certaines espèces de mammifères, comme les cerfs et les coyotes, s'adaptent bien aux développements industriels. Toutefois, pour d'autres espèces, comme le caribou des bois, l'exploitation minière est un stress supplémentaire sur une population déjà aux prises avec les effets d'autres industries, le changement climatique et des prédateurs en nombre croissant.

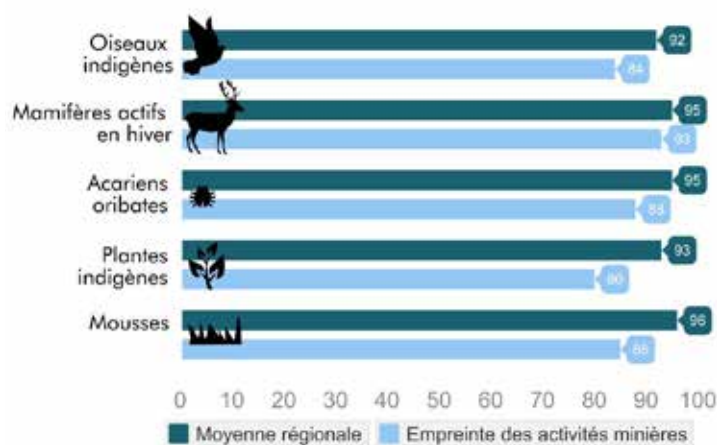


Figure 4.3 : Index d'intégrité de la biodiversité dans la région de l'Athabasca, moyenne régionale et espace au sol des activités minières.
Source : Alberta Biodiversity Monitoring Institute.

74 Jennifer Grant, Eli Angen and Simon Dyer. *Forecasting the impacts of oil sands expansion*. Pembina Institute. Juin 2013.

75 Gouvernement de l'Alberta. *Land-Use Framework Regional Plans: Progress Report*. Juillet 2014.

76 Alberta Biodiversity Monitoring Institute. *The Status of Biodiversity in the Athabasca Oil Sands Area*. 2013.

Que nous réserve l'avenir⁷⁷ ?

Compensation en matière de biodiversité

Plusieurs entreprises ont creusé des lacs pour remplacer l'habitat des poissons perturbé par les opérations minières. Le projet d'Imperial Oil à la mine Kearl en est un bon exemple, avec l'aménagement de trois nouveaux lacs qui permet de doubler l'habitat par rapport au bassin hydrographique d'origine. Les groupes autochtones avoisinants ont été consultés pour la conception, laquelle recrée des caractéristiques naturelles comme un substrat de gravier et des structures en débris de bois submergés.

L'habitat du caribou

La protection de l'habitat du caribou est essentielle à sa protection. Par la COSIA, l'industrie s'efforce de réhabiliter des infrastructures linéaires comme les routes et les oléoducs qui ont fragmenté l'habitat des caribous. Grâce à la replantation d'arbres et à diverses techniques qui favorisent la croissance végétale, des terres bouleversées parfois depuis 40 ans ont été réhabilitées en habitat faunique.



Quel est le rôle du gouvernement ?

La juridiction en matière de préservation relève des gouvernements fédéral et provincial. La juridiction fédérale concerne les espèces en péril, les oiseaux migratoires, les pêcheries et les voies navigables. La *Loi sur les pêches* spécifie que tout habitat de poisson détruit doit être remplacé. On a exigé à certaines mines de bitume récentes de procurer deux fois plus d'habitats que ce que leurs activités perturbent⁷⁸. En vertu de la *Loi sur les espèces en péril* du fédéral, il est illégal de tuer ou de blesser un représentant d'une espèce en péril, ou de détruire son habitat essentiel.

Les deux ordres de gouvernement disposent de mesures pour protéger certaines espèces en péril, comme le caribou. Ainsi, le programme fédéral de rétablissement du caribou des bois stipule qu'un minimum de 65 % de l'habitat essentiel du caribou doit demeurer intact⁷⁹. L'Alberta exige que les activités de construction entreprises dans des zones habitées par des caribous respectent ses plans de protection du caribou, qui indiquent la manière dont une entreprise doit travailler pour minimiser les perturbations de son habitat⁸⁰.

77 Source de l'encadré « Compensation en matière de biodiversité » : Imperial Oil. Compensation Lake and Stakeholder Compensation. www.imperialoil.ca/Canada-English/operations_sands_kearlvidecl.aspx (accès 29 octobre 2014). Source de l'encadré « L'habitat du caribou » : COSIA. Caribou Habitat Restoration. www.cosia.ca/caribou-habitat-restoration (accès 29 octobre 2014).

78 Université de l'Alberta. Fish Habitat Compensation Lakes. 30 juillet 2012. www.osrin.ualberta.ca/en/Resourses/DidYouKnow/2012/July/FishHabitatCompensationLakes.aspx (accès 29 octobre 2014).

79 Environnement Canada. « Programme de rétablissement du caribou des bois (*Rangifer tarandus caribou*), population boréale, au Canada ». Série de Programmes de rétablissement de la *Loi des espèces en péril*. 2012.

80 Gouvernement de l'Alberta. Caribou Protection Plans. 22 juillet 2014. <http://esrd.alberta.ca/fish-wildlife/wildlife-management/caribou-management/caribou-protection-plans/default.aspx> (accès 29 octobre 2014).

DÉFI : ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

Les mines de sables bitumineux utilisent plusieurs types d'énergie – diesel pour faire marcher les camions et les pelles mécaniques, gaz naturel et gaz combustible pour produire de la vapeur d'eau ou de l'électricité, chaleur résiduelle des usines de traitement ou des centrales électriques qui émettent des gaz à effet de serre (GES). La production d'essence à partir de pétrole brut ou de bitume et son transport jusqu'à une station-service ne représentent que de 20 % à 30 % des émissions. La plus grande partie des émissions, soit de 70 % à 80 %, résulte de la combustion de l'essence dans les moteurs de voitures et de camions⁸¹.

Le présent rapport examine deux stratégies pour réduire les émissions atmosphériques engendrées par l'extraction des sables bitumineux :

- Diminuer la consommation d'énergie et les émissions de GES
- Capturer le carbone pour le stocker ou l'utiliser

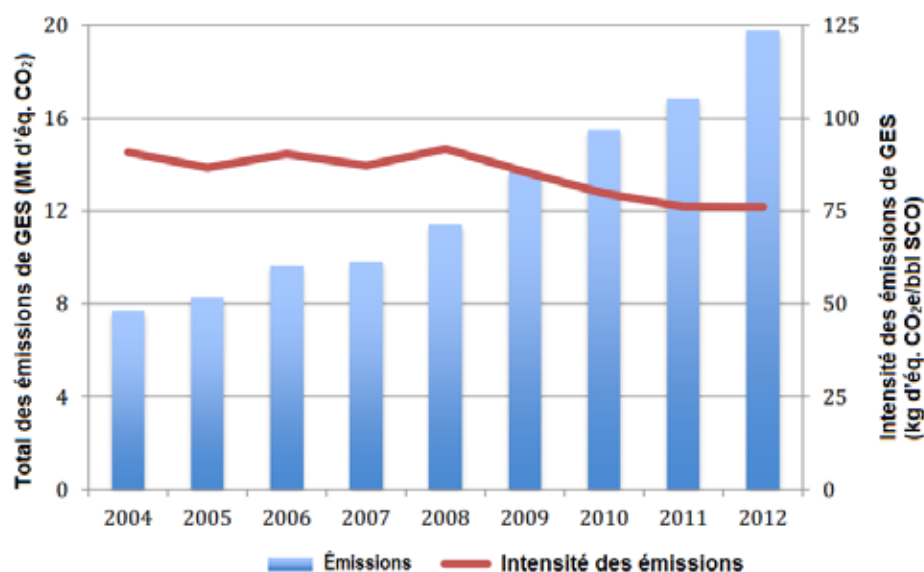


Figure 4.4 : Émissions de GES causées par la production et la consommation d'essence. Source : gouvernement du Canada

Stratégie 1 : Diminuer la consommation d'énergie et les émissions de GES

Que fait l'industrie ?

Les émissions générées par la production d'un baril de pétrole synthétique issu d'une mine sont demeurées relativement constantes au cours de la dernière décennie. De sorte qu'à un accroissement de production

81 Gouvernement du Canada. *Sables bitumineux : une ressource stratégique pour le Canada, l'Amérique du Nord et le marché mondial*. Mai 2013. www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/energy/pdf/eneene/pubpub/pdf/12-0607-OS-GHG_Emissions_us-eng.pdf (accès 29 octobre 2014).

correspondait un accroissement des émissions⁸². En 2012, les émissions causées par l'extraction des sables bitumineux avoisinaient 31 Mt d'éq. CO₂, ce qui est comparable à certaines des plus grandes centrales au charbon d'Europe, comme celle de Neurath, en Allemagne (33 Mt d'éq. CO₂)⁸³.

Cogénération

La combustion de gaz naturel pour produire de l'électricité génère de grandes quantités de chaleur résiduelle. Dans une centrale régulière, cette chaleur est perdue, mais bien des sites d'extraction de sables bitumineux récupèrent cette chaleur et l'utilisent à d'autres étapes du processus, ce qui peut représenter de notables économies d'énergie. Par exemple, le système de cogénération d'Imperial Oil, à sa mine de Kearl, diminue les émissions de 500 000 Mt d'éq. CO₂, soit l'équivalent des émissions de 100 000 voitures.

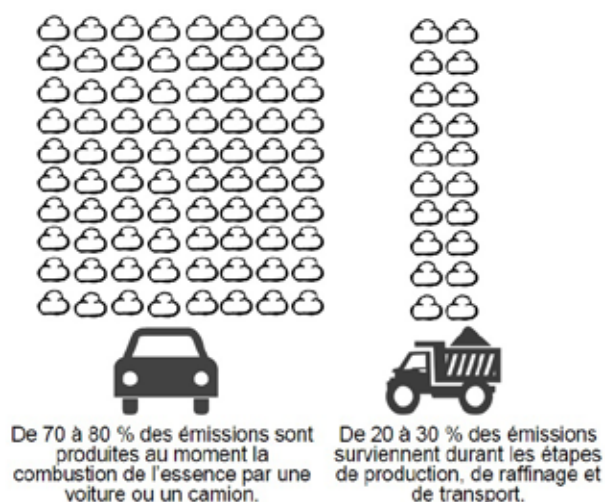


Figure 4.5 : Émissions absolues et émissions par baril de pétrole synthétique de 2004 à 2012. Source : Institut canadien de recherche énergétique.

Que nous réserve l'avenir⁸⁴ ?

Nouveaux procédés de traitement

Dans une mine, une fois que le bitume est séparé du sable, il doit être traité pour éliminer ses impuretés avant de pouvoir être transporté par oléoduc jusqu'à une raffinerie. Comme les anciennes méthodes de traitement n'éliminaient pas assez bien ces impuretés, le bitume devait être valorisé sur place par un processus hautement énergivore. Un nouveau procédé, le traitement de la mousse paraffinique, est bien plus efficace dans l'élimination des impuretés, ce qui permet dans certains cas de sauter l'étape de valorisation et de réduire de 8 % à 10 % les émissions de GES de l'extraction.

Quel est le rôle du gouvernement ?

L'Alberta, où est concentrée 78 % de la production pétrolière canadienne, a été le premier territoire en Amérique du Nord à légiférer sur les émissions de GES des grandes installations industrielles⁸⁵. Celles qui génèrent plus de 100 000 tonnes d'émissions par année doivent les réduire de 12 %. L'industrie dispose de trois moyens pour atteindre cette cible : réduire les émissions de leurs installations, acheter des compensations auprès d'autres projets qui réduisent leurs émissions de CO₂, ou payer une taxe de 15 \$ par tonne de dioxyde de carbone⁸⁶.

82 Institut canadien de recherche énergétique (CERI). *Oil Sands Environmental Impact*. Study N° 143, juillet 2014. www.ceri.ca/images/stories/2014-09-18_CERI_Study_143.pdf

83 Kathrin Gutmann et coll. *Europe's Dirty 30: How the EU's Coal-Fired Power Plants are Undermining its Climate Efforts*. Juillet 2014.

84 Source de l'encadré « Cogénération » : Imperial Oil. *Canada's Oil Sands: Responsible Development, Innovation and Opportunity*. http://corporate.exxonmobil.com/~media/Brochures/2012/iol_oilsands_brochure.pdf (accès 29 octobre 2014). Source de l'encadré « Nouveaux procédés de traitement » : Natural Resources Canada. Froth Treatment. www.nrcan.gc.ca/energy/oil-sands/5873 (accès 29 octobre 2014).

85 US Energy Information Administration. www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=ca (mise à jour du 30 septembre 2014).

86 Gouvernement de l'Alberta. Alberta and Climate Change. 24 octobre 2014. <http://esrd.alberta.ca/focus/alberta-and-climate-change/default.aspx> (accès 29 octobre 2014).

Stratégie 2 : Capturer le carbone pour le stocker ou l'utiliser

Au Canada, le stockage de gaz naturel dans des formations géologiques souterraines est pratiqué depuis 1915, et l'injection d'émissions dans le sous-sol pour accroître la production de champs de pétrole parvenus à maturité, depuis 1972⁸⁷. Le Canada dispose d'un potentiel de stockage du carbone de 132 milliards de tonnes, soit plus de 150 fois ses émissions actuelles de GES⁸⁸. Les émissions captées sont aussi mises à profit dans la fabrication de produits comme les biocarburants ou dans des procédés industriels.

Que fait l'industrie⁸⁹ ?

Le captage et le stockage du carbone (CSC) requièrent des sources abondantes et constantes d'émissions de GES. Deux projets d'application du CSC aux usines actuelles de traitement des sables bitumineux.

En quête d'une réduction des émissions

À partir de 2015, le projet Shell Quest captera 35 % des émissions de l'usine de traitement de Scotsford. Les émissions seront stockées de façon permanente deux kilomètres sous terre.

Un pipeline pour le carbone

Le projet de pipeline de l'Alberta pour le carbone (ACTL) est le plus vaste projet de CSC du monde. Il transportera les émissions de l'usine de traitement de North West Redwater pour les injecter dans des champs pétrolifères plus matures et faciliter ainsi la récupération du pétrole. L'ACTL contribuera aussi à constituer l'armature d'une infrastructure de transport et de stockage du carbone qui est en expansion. Le projet permettra initialement de capter 1,8 million de tonnes de CO₂, l'équivalent de 378 000 voitures, et pourrait accroître sa capacité jusqu'à capter l'équivalent des émissions de 3 millions de voitures.

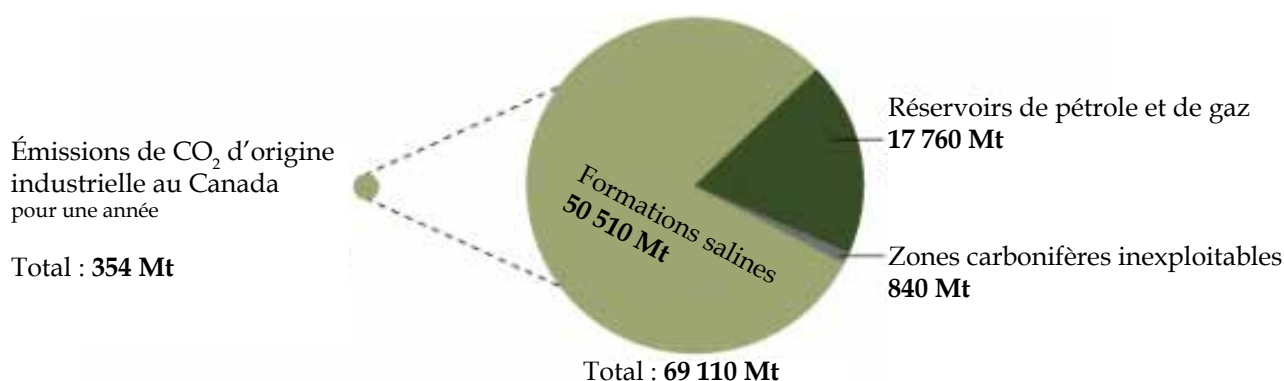


Figure 4.6 : Capacité de stockage du carbone du Canada. Source : ICO₂N.

87 Shell Canada. Sécurité éprouvée des technologies de CSC. www.shell.ca/fr/aboutshell/our-business-tpkg/upstream/oil-sands/quest/ccs.html

88 Ressources Naturelles Canada. « La capture et le stockage du carbone » dans *Sables bitumineux. Une ressource stratégique pour le Canada, l'Amérique du Nord et le marché mondial*. Février 2013. www.rncan.gc.ca/sites/www.rncan.gc.ca/files/energy/pdf/eneene/pubpub/pdf/OS-brochure-fra.pdf (accès 29 octobre 2014).

89 Source de l'encadré « En quête d'une réduction des émissions » : Shell Canada. Sécurité éprouvée des technologies de CSC. Source de l'encadré « Un pipeline pour le carbone » : Enhance Energy Inc. The ACTL Project. www.enhanceenergy.com

Que nous réserve l'avenir⁹⁰ ?

Bioraffinage des sables bitumineux

Canadien Natural a construit une bioraffinerie pilote sur son site d'exploitation *in situ* de Primrose et, suivant les résultats, une installation pleinement rentable sera construite à la mine de sables bitumineux Horizon. Cette bioraffinerie utilisera le dioxyde de carbone relâché par l'extraction de sables bitumineux pour faire croître des algues. Ces algues seront récoltées, puis pressées pour produire une bio-huile qui peut être utilisée comme carburant d'avion ou ajoutée à du pétrole brut. Ce projet pourrait réduire de 30 % les émissions du site de Primrose, et la réduction de GES obtenue grâce aux bioraffineries de Canadian Natural pourrait correspondre à une diminution du nombre de voitures en circulation de l'ordre de 300 000.

Traiter les bassins à résidus avec le carbone

Les résidus – mélange de sable, d'eau et d'argile rejeté après que le bitume en a été extrait – constituent l'un des plus grands défis environnementaux des sables bitumineux. Canadian Natural Resources réutilise le CO₂ pour générer une réaction chimique qui accélère la sédimentation des solides dans le bassin à résidus, ce qui accélère également le processus de recyclage de l'eau tout en séquestrant les émissions de CO₂. Alors que le CO₂ est actuellement l'objet de crédits compensatoires, Canadian Natural réutilisera dès 2017 le CO₂ capté sur son usine de traitement.

Quel est le rôle du gouvernement ?

La recherche sur les CSC est soutenue financièrement aussi bien par le gouvernement fédéral que par le gouvernement de l'Alberta. À ce jour, le gouvernement du Canada a fourni 1,8 milliard de dollars pour des projets de CSC⁹¹. Le gouvernement de l'Alberta revendique avoir contribué à lui seul pour 10 % de tout l'argent investi mondialement dans le captage et le stockage de carbone à grande échelle⁹².

DÉFI : UTILISATION DE L'EAU ET BASSIN À RÉSIDUS

La plus grande partie de l'eau utilisée dans une mine de sables bitumineux est consommée lorsque le bitume est séparé du sable et d'autres matériaux à l'aide de vapeur d'eau. Les restes d'eau, de sable et d'argile sont appelés résidus. Ces résidus sont stockés dans des bassins pour permettre à l'eau de se séparer du sable et de l'argile. Imaginez une mare boueuse dans laquelle quelqu'un vient de sauter. La saleté trouble d'abord l'eau de la mare, mais elle retrouve ensuite petit à petit sa clarté à mesure que les sédiments se déposent au fond. Dans une mine de sables bitumineux, l'eau d'un bassin à résidus est réutilisée, tandis que le sable et l'argile asséchés sont recouverts de terre pour entamer le processus de remise en état.

Le problème est que, si aucune technologie n'est mise en œuvre pour accélérer le processus, les particules fines d'argile peuvent mettre des décennies à sédimenter, avec la conséquence qu'un surcroît de terre est nécessaire pour l'entreposage des résidus liquides. Un meilleur taux de recyclage des bassins à résidus permet de remplacer

90 Source de l'encadré « Bioraffinage des sables bitumineux » : COSIA. The Algae Project. www.cosia.ca/the-algae-project (accès 29 octobre 2014). Source de l'encadré « Traiter les bassins à résidus avec le carbone » : COSIA. Carbon Dioxide Amended Tailings. www.cosia.ca/initiatives/tailings/carbon-dioxide-amended-tailings (accès 29 octobre 2014).

91 Ressources Naturelles Canada. *Le captage et le stockage du carbone : le leadership du Canada en matière de démonstration technologique*. www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/energy/files/pdf/11-1416_fre_acc.pdf

92 Geoffrey Morgan. « Jim Prentice says to wind down carbon capture fund in Alberta, new projects 'on hold' » dans *Financial Post*. 6 octobre 2014.

l'utilisation d'eau douce. Comme l'eau d'un bassin à résidus a été en contact avec du pétrole, elle est toxique pour les poissons, tandis que le pétrole résiduel qui flotte à la surface représente une menace pour les oiseaux aquatiques. À cela s'ajoutent les risques de fuites susceptibles de contaminer les eaux souterraines.

La gestion des résidus est le plus grand défi environnemental auquel est confrontée une exploitation minière de sables bitumineux. Le présent rapport examine quatre stratégies pour y faire face :

- Utiliser moins d'eau douce
- Diminuer les résidus
- Déposer les résidus sous des lacs
- Éliminer le besoin de bassins à résidus

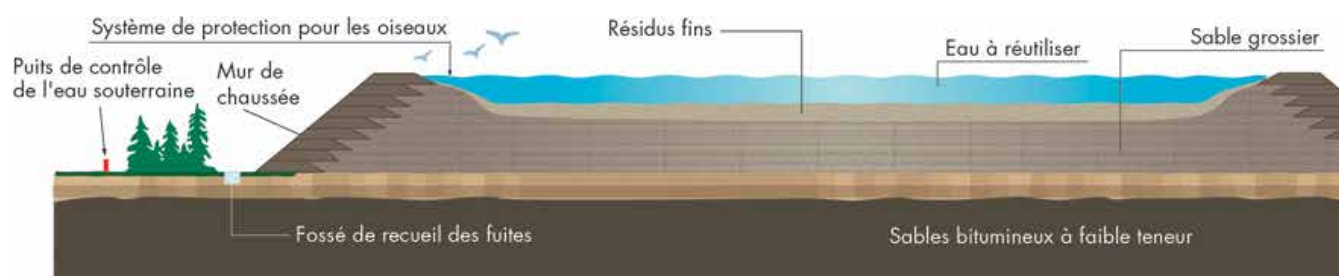


Figure 4.7 — Bassin à résidus. Source : Sables bitumineux maintenant.

Stratégie 1 : Utiliser moins d'eau douce

Que fait l'industrie ?

Jusqu'à 90 % de l'eau utilisée par une mine de sables bitumineux est issue du recyclage des bassins à résidus⁹³. Le reste de l'eau nécessaire est tiré de sources d'eau douce comme les rivières. Entre 2003 et 2012, la quantité d'eau par baril produit dans les mines de sables bitumineux a diminué de 28 %⁹⁴. Par conséquent, l'utilisation totale d'eau est demeurée relativement stable malgré l'augmentation de la production.

Que nous réserve l'avenir ?

Comme l'eau est emprisonnée dans des bassins à résidus, la capacité de l'industrie à augmenter la quantité d'eau qu'elle recycle dépend du succès des nouvelles méthodes de gestion des résidus présentées plus bas.

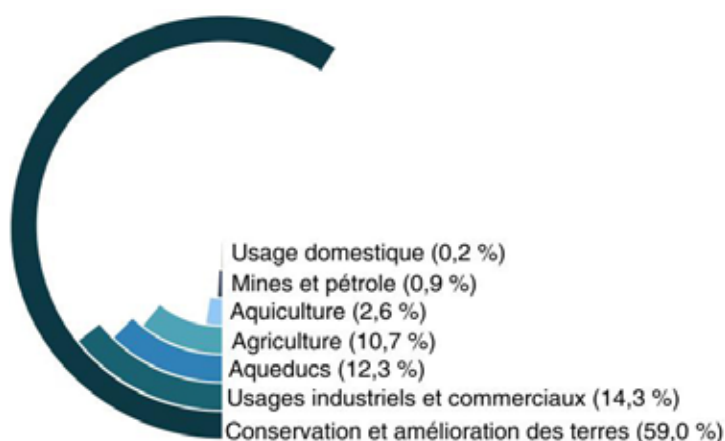


Figure 4.8 : Utilisation d'eau des mines de sables bitumineux et utilisation d'eau par baril de bitume, de 2005 à 2013. Source : Institut canadien de recherche énergétique.

⁹³ Gouvernement de l'Alberta. Tailings. <http://oilsands.alberta.ca/tailings.html> (accès 29 octobre 2014).

⁹⁴ Association canadienne des producteurs pétroliers. *Responsible Canadian Energy: Water* www.capp.ca/rce/report-overview/water (accès 29 octobre 2014).

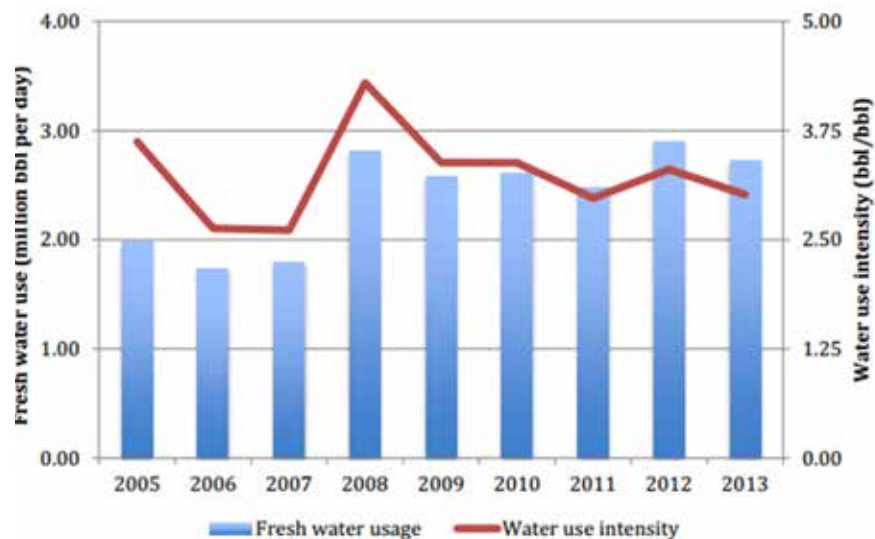


Figure 4.9 : Répartition du total des attributions d'eau par secteurs industriels, 2010. Sources : gouvernement de l'Alberta.

Quel est le rôle du gouvernement ?

Le gouvernement de l'Alberta gère le prélèvement d'eau douce et d'eau souterraine à l'aide d'un mécanisme de délivrance de permis. Dans toute la province, les plus importantes attributions d'eau sont allouées aux secteurs agricole, commercial et municipal. Ces attributions représentent la quantité maximale d'eau qui peut être prélevée par année par secteur. Une grande partie de l'eau utilisée par les secteurs municipal et commercial finit par retourner au réseau. À l'inverse, les industries pétrolière, gazière et agricole consomment la plus grande partie de l'eau qu'ils prélèvent. Dans l'ensemble de la province, l'industrie du pétrole et du gaz reçoit 9 % des attributions d'eau, contre 44 % pour l'agriculture⁹⁵.

L'utilisation de l'eau par industries varie partout dans la province. Dans la région de la rivière Athabasca, l'industrie du pétrole et du gaz, en 2010, a utilisé 75 % du total des attributions. Toutefois, malgré la hausse récente de l'utilisation de l'eau, le bassin hydrographique de l'Athabasca est l'un des moins utilisés, avec l'attribution de moins de 4 % de l'approvisionnement naturel moyen en 2010⁹⁶.

Stratégie 2 : Diminuer les résidus

Que fait l'industrie ?

Le captage de plus de résidus fins aiderait à accélérer le processus de séchage, permettant un meilleur recyclage de l'eau et une réduction du nombre de bassins à résidus. À partir de 2009, le gouvernement de l'Alberta a exigé des mines de sables bitumineux qu'elles captent un plus grand volume de leurs résidus fins avant qu'ils ne soient déversés dans des bassins à résidus. Dans un rapport de 2013, la Régie de l'énergie de l'Alberta a constaté que, malgré l'engagement de ressources financières et matérielles considérables dans l'amélioration des techniques de capture des résidus fins, l'industrie n'a pas atteint ses objectifs au cours des deux premières années⁹⁷.

95 Gouvernement de l'Alberta. Sectoral Water Allocations. 2 avril 2014. <http://esrd.alberta.ca/focus/state-of-the-environment/water/surface-water/pressure-indicators/sectoral-water-allocations/default.aspx>

96 Gouvernement de l'Alberta. Sectoral Water Allocations: Athabasca River Basin. 5 février 2014. <http://esrd.alberta.ca/focus/state-of-the-environment/water/surface-water/pressure-indicators/sectoral-water-allocations/athabasca-river-basin.aspx> (accès 29 octobre 2014).

97 Energy Resources Conservation Board. 2012 Tailings Management Assessment Report. Juin 2013.

Que nous réserve l'avenir⁹⁸ ?

Accélérer le processus de séchage

Suncor dispose d'une méthode d'accélération du processus de séchage des résidus. À l'aide d'un produit chimique utilisé dans le traitement des eaux municipales, ce procédé épaissit les résidus liquides. Ceux-ci sont ensuite répandus sur un plan incliné pour laisser l'eau se séparer de l'argile, avant de la recycler. Le procédé de Suncor a accéléré le processus de séchage de 20 ans, permettant à l'entreprise d'annuler la construction de cinq bassins à résidus. Au cours des prochaines années, Suncor s'attend à diminuer de 80 % l'espace au sol occupé par ses bassins à résidus existants.

Transformer les résidus en titane

Titanium Corporation, une entreprise de technologies propres établie à Calgary, a mis au point une technique pour traiter les résidus des sables bitumineux en retirant le bitume, le solvant utilisé pour diluer le bitume, l'eau et les minéraux lourds comme le titane et le zircon, avant qu'ils n'atteignent le bassin à résidus. Or, la demande pour ces deux minéraux lourds est très forte – le titane comme additif pour peintures et le zircon dans la fabrication de céramique. En « transformant la boue en or », Titanium Corp générera de nouvelles sources de profits pour les entreprises de sables bitumineux en plus d'éviter 80 % d'émissions de composés organiques, de réduire d'un quart l'utilisation d'eau et d'augmenter de 2 % le rendement de récupération du bitume de haute qualité.

Centrifugation des sables bitumineux

Syncrude met au point un procédé qui ajoute aux résidus liquides d'un bassin un agent épaississant d'usage courant dans le traitement des eaux municipales, avant de faire tourner ce mélange dans une centrifugeuse. À la manière du cycle d'essorage d'une machine à laver, la centrifugeuse évalue la plus grande partie de l'eau des résidus. Elle est alors recyclée, tandis que l'argile restante est recouverte de sable et de terre en vue du processus de remise en état. La première centrifugeuse sera mise en service dans une mine en 2014.

Quel est le rôle du gouvernement ?

En 2009, le gouvernement de l'Alberta a commencé à fixer aux entreprises de sables bitumineux des limites de déversement de résidus fins dans les bassins à résidus. À partir de juin 2012, il était exigé des mines de sables bitumineux qu'elles captent la moitié des résidus fins déversés dans des bassins à résidus. Comme il a été mentionné plus haut, ces cibles n'ont pas été atteintes et le gouvernement envisage le recours à des mesures coercitives⁹⁹.

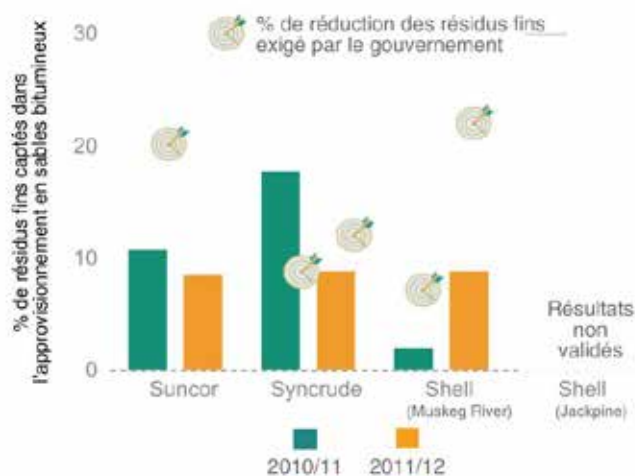


Figure 4.10 : Pourcentage de résidus fins captés dans l'approvisionnement en sables bitumineux, comparé aux cibles gouvernementales.
Source : gouvernement de l'Alberta.

98 Source de l'encadré « Accélérer le processus de séchage » : COSIA. Tailings Reduction Technology. www.cosia.ca/initiatives/tailings/tailings-reduction-technology. Source de l'encadré « Transformer les résidus en titane » : Titanium Corporation. Creating Value from Waste. www.titaniumcorporation.com/s/Home.asp. Source de l'encadré « Centrifugation des sables bitumineux » : COSIA. Tailings Centrifuge. www.cosia.ca/tailings-centrifuge.

99 Régie de l'énergie de l'Alberta. *Tailings Management Assessment Report: Oil Sands Mining Industry Report*. Juin 2013.

Stratégie 3 : Déposer les résidus sous des lacs

Que fait l'industrie ?

Les lacs de kettle sont d'anciens puits de mine remplis de résidus qui ont été recouverts d'eau. Ces lacs s'inscrivent de manière permanente dans le paysage, fournissant à la fois un écosystème aquatique durable et une solution pérenne de stockage et de remédiation des résidus des sables bitumineux. La sédimentation naturelle isole les résidus tandis que des bactéries digèrent une bonne partie des hydrocarbures, des sels et autres substances sources d'inquiétudes¹⁰⁰.

Cette technique a été mise en œuvre avec succès pour remettre en état des mines de fer, de cuivre et de charbon. Ainsi, l'East Pit Lake, une ancienne mine de charbon près d'Edmonton, propriété de TransAlta, héberge maintenant des truites arc-en-ciel et accueille des activités de pêche récréative¹⁰¹. Il y a néanmoins aussi des cas où cette technique n'a pas fonctionné et il faudra des décennies pour juger de ses effets dans la remise en état de bassins à résidus¹⁰². La compréhension des effets à long terme de cette méthode de mise en dépôt pour les résidus des sables bitumineux requiert une surveillance et des recherches de longue haleine.

Que nous réserve l'avenir¹⁰³ ?

Le lac Base Mine

Depuis plus de 20 ans, Syncrude travaille sur les lacs de kettle comme stratégie pour éliminer les résidus. L'entreprise a expérimenté cette méthode à l'aide de 11 bassins tests qui abritent maintenant une vie végétale. Ces bassins ont montré que des bactéries d'origine naturelle digéraient les restes d'hydrocarbure, accélérant ainsi le processus de remise en état. Le défi consiste désormais à tester cette méthode dans de plus grands bassins. En 2012, Syncrude a inauguré un projet de démonstration à échelle réelle, le lac Base Mine, d'une superficie de 8 km². Durant la prochaine décennie, l'entreprise évaluera dans quelle mesure cette technique est capable de réduire la toxicité des résidus, purifier les eaux de surface et rétablir une vie aquatique.

Quel est le rôle du gouvernement ?

Avant tout développement, les producteurs de bitume doivent faire approuver leur plan de remise en état par le gouvernement provincial. L'utilisation de lacs de kettle devrait par conséquent être approuvée par les autorités de réglementation. Celles-ci ont donné leur aval à certains lacs de kettle, moyennant la démonstration qu'ils constituent une solution adaptée et pérenne aux problèmes des déchets de résidus toxiques. L'industrie a actuellement 30 lacs de kettle en projet, dont la moitié environ servira à éliminer des résidus¹⁰⁴.

100 Cumulative Environmental Management Association. End Pit Lake Guidance Document. 2012.

101 Melanie Collison. « The science and evolving practice of applying the end-pit lake to the oil sands ». *Air Water Land: Energy's New Environment*. Octobre 2008. www.airwaterland.ca/print-article.asp?id=7358

102 Christopher H. Gammons et coll. « Creating lakes from open pit mines : processes and considerations, with emphasis on northern environments. » Can. Tech. Rep. Fish. Aquat. Sci. 2826. 2009. www.dfo-mpo.gc.ca/Library/337077.pdf (accès 29 octobre 2014).

103 Source de l'encadré « Le lac Base Mine » : COSIA. Pit Lake Research. www.cosia.ca/pit-lake-research

104 « Oil Sands pit lakes a big gamble » dans *Edmonton Journal*. 10 octobre 2012.

Stratégie 4 : Éliminer le besoin de bassins à résidus

Que fait l'industrie ?

L'exploitation *in situ* des sables bitumineux ne crée aucun résidu, ce qui élimine d'office le besoin de bassins à résidus. Ce procédé d'extraction utilise plutôt de l'eau principalement pour générer de la vapeur. De l'eau souterraine saumâtre peut remplacer l'eau douce dans la production de vapeur. En conséquence, le passage progressif de la production de sables bitumineux à des méthodes *in situ* se répercutera sur l'intensité de l'utilisation d'eau douce.

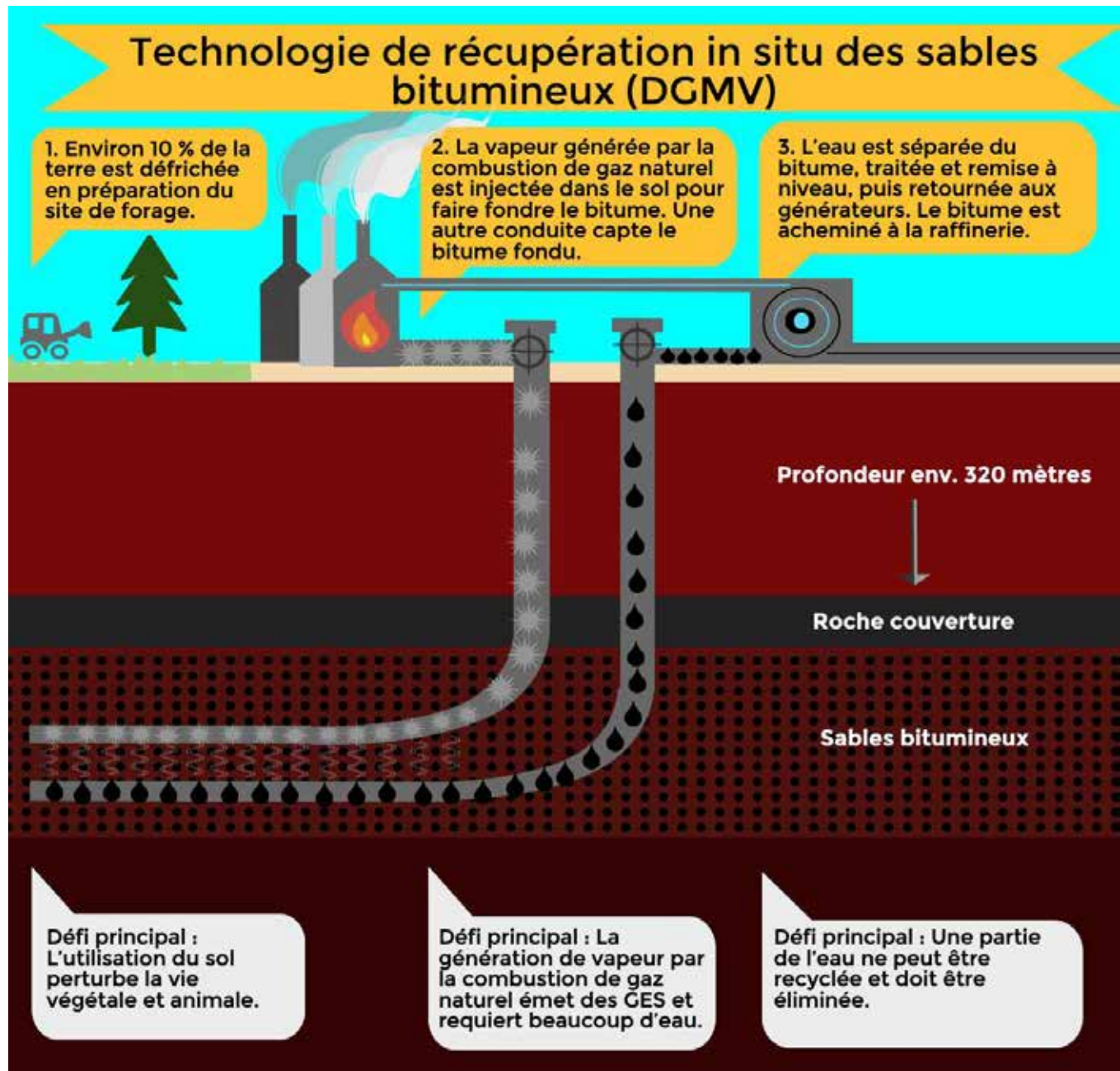
Que nous réserve l'avenir¹⁰⁵ ?

Extraction sans résidus

L'entreprise canadienne U.S. Oil Sands a mis au point un procédé d'extraction radicalement nouveau. L'ajout d'un solvant évite la coagulation de l'argile, de l'eau et du bitume en résidus fins. Ce solvant, un concentré de pelures d'orange appelé d-limonène, est utilisé comme additif alimentaire et nettoyant industriel écologique. Sa presque totalité sera recyclée. Si la technique fonctionne selon les prévisions, elle apportera d'immenses avantages environnementaux par rapport aux mines de sables bitumineux classiques. Le site n'aura en effet pas besoin de bassin à résidus, ce qui réduira son empreinte environnementale, et atteindra un taux de recyclage de 95 % des eaux prélevées d'un réservoir souterrain.

105 Source de l'encadré « Extraction sans résidus » : US Oil Sands. www.usoilsandsinc.com

4.2. TECHNOLOGIE DE RÉCUPÉRATION IN SITU DES SABLES BITUMINEUX



Le drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV) est le processus *in situ* le plus couramment utilisé pour extraire le bitume.

DÉFI : EFFETS SUR LE SOL

Les technologies *in situ* ont une incidence très différente sur l'utilisation du sol que l'exploitation de surface. Les technologies *in situ* ne créent aucun résidu et ne requièrent donc pas l'aménagement de bassins à résidus. Plusieurs puits sont forés à partir d'une même plate-forme, ce qui réduit les effets sur le sol. Par conséquent, la plupart des méthodes d'extraction *in situ* comme le DGMV utilisent près de six fois moins d'espace au sol par baril de bitume que l'exploitation minière¹⁰⁶. À mesure que l'industrie accélère son adoption de la technologie *in situ*, l'intensité de son utilisation du sol par baril de bitume diminuera.

La présente section passe en revue deux stratégies auxquelles l'industrie a recours pour atténuer l'incidence de ses activités :

- Remettre les sites en état plus rapidement
- Minimisation des répercussions sur la faune (voir Préserver la flore et la faune sauvage à la page 30)

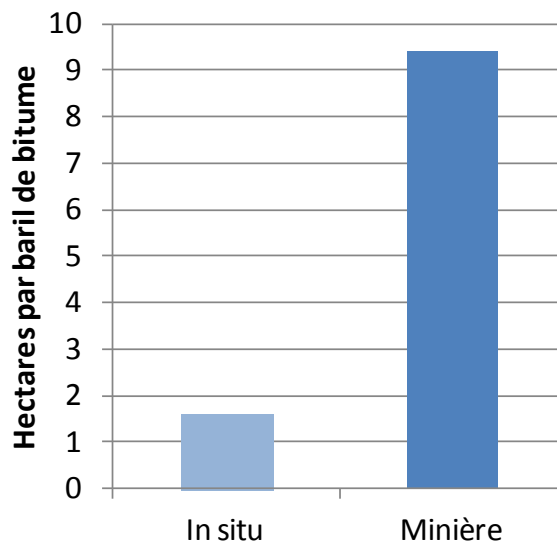


Figure 4.11 : Intensités d'utilisation du sol, exploitation minière des sables bitumineux et extraction *in situ* (2012). Source : Institut Pembina

Stratégie 1 : Remettre les sites en état plus rapidement

Que fait l'industrie¹⁰⁷ ?

L'abandon est le processus qui consiste à retirer le matériel d'exploitation et à fermer de manière sécuritaire un puits de pétrole qui n'est plus en production. Il s'agit de la première étape du processus visant à remettre un site dans un état similaire à son état d'avant-production et sert d'indicateur clé du rythme auquel l'industrie remet en état les sites qu'elle a exploités.

Le premier projet commercial de sables bitumineux exploités par DGMV a été entrepris en 1996. L'exploitation *in situ* dure en moyenne plus de 30 ans. Le processus de remise en état lui-même peut prendre entre cinq et sept années. Étant donné que l'exploitation *in situ* est une technologie relativement nouvelle, la remise en état des puits de sables bitumineux n'en est qu'à ses débuts¹⁰⁸.

Le nombre de puits de sables bitumineux abandonnés a augmenté, passant de 49 en 2008 à 751 en 2012¹⁰⁹. En 2012, 77 % des puits de sables bitumineux abandonnés en étaient

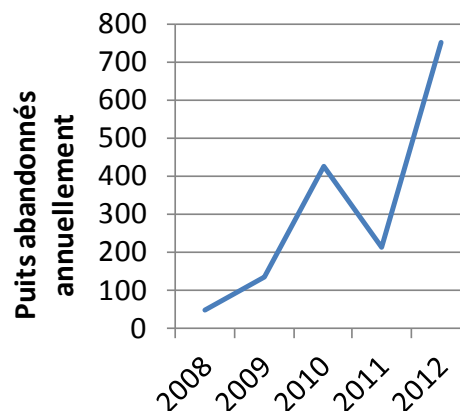


Figure 4.12 : Nombre de puits abandonnés par année (de 2008 à 2012). Source : Association canadienne des producteurs pétroliers

¹⁰⁶ Jennifer Grant, Eli Angen et Simon Dyer. *Forecasting the impacts of oil sands expansion*. Institut Pembina. Juin 2013.

¹⁰⁷ Source de l'encadré « Replantation d'arbustes et reforestation » : COSIA. *Faster Forests*. www.cosia.ca/initiatives/land/faster-forests et *Oil Sands Vegetation Cooperative*. www.cosia.ca/initiatives/land/oil-sands-vegetation-cooperative (accès 29 oct. 2014).

¹⁰⁸ Association canadienne des producteurs pétroliers. *Responsible Canadian Energy: Land*.

¹⁰⁹ Association canadienne des producteurs pétroliers. *Responsible Canadian Energy 2012 Data Tables*. www.capp.ca/rce/downloads (accès 29 oct. 2014).

à un stade ou à un autre du processus de remise en état¹¹⁰. Cette même année, l'industrie s'est vu délivrer 321 certificats de remise en état. Il s'agit de la dernière étape du processus de remise en état qui permet à la société minière de remettre les sites au gouvernement. En 2008, trois de ces certificats avaient été délivrés¹¹¹.

L'industrie accélère le rythme d'abandon de puits et de remise en état de sites, mais le nombre de puits inactifs – c'est-à-dire de puits qui ne produisent plus sans pour autant avoir été abandonnés – a augmenté de 31 % de 2008 à 2012¹¹². L'abandon des puits et la remise en état des sites doivent être accélérés pour suivre le rythme de croissance des activités de production.

Replantation d'arbustes et reforestation

Forests, Faster est une initiative menée conjointement par Conoco Phillips, MEG Energy et plusieurs autres sociétés de sables bitumineux membres de la COSIA. Le projet vise à accélérer la remise en état de sites ayant été perturbés par des activités d'exploration. À ce jour, le programme a permis la plantation de près de trois millions d'arbres sur une superficie de plus de 1 000 hectares. D'autres projets menés par la COSIA, comme l'Oil Sands Vegetation Cooperative, ont pour objectif de trouver et de conserver des semences d'une large variété d'espèces dans l'optique de soutenir des initiatives de remise en état qui seront entreprises dans plusieurs décennies.

Quel est le rôle du gouvernement ?

Le gouvernement de l'Alberta oblige les sociétés pétrolières et gazières d'abandonner tout puits qui ne produit plus et de remettre le site dans son état initial. L'industrie doit verser 15 millions de dollars annuellement à un fonds pour puits abandonnés afin de couvrir les coûts de remise en état de puits exploités par des sociétés ayant fait faillite¹¹³. De plus, l'Alberta oblige les sociétés à déposer une garantie si leurs obligations environnementales dépassent leurs actifs afin que ces fonds puissent servir à la remise en état des sites, au besoin¹¹⁴.

DÉFI : ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

La génération de vapeur représente 90 % de l'énergie utilisée par une installation *in situ* type¹¹⁵. Lorsque du gaz naturel ou un autre combustible fossile est utilisé pour générer de la vapeur, il en résulte une émission de quantités considérables de gaz à effet de serre (GES). Environ la moitié des coûts d'une exploitation *in situ* est liée à la génération de vapeur et au traitement de l'eau. Les sociétés ont donc une forte mesure incitative à atteindre des niveaux de rendement plus élevés.

Le présent rapport examine deux stratégies de réduction des émissions de GES des exploitations *in situ* :

- Réduire les émissions attribuables à la génération de vapeur
- Éliminer le besoin de recourir à la vapeur

110 Association canadienne des producteurs pétroliers. *Responsible Canadian Energy: Land*.

111 Association canadienne des producteurs pétroliers. *Responsible Canadian Energy 2012 Data Tables*.

112 Association canadienne des producteurs pétroliers. *Responsible Canadian Energy 2012 Data Tables*.

113 Alberta Energy Regulator. *2014 Orphan Fund Levy*. 6 janvier 2014. www.aer.ca/rules-and-regulations/bulletins/aer-bulletin-2014-02 (accès 29 oct. 2014).

114 Association canadienne des producteurs pétroliers. *Responsible Canadian Energy: Land*.

115 Jacobs Consultancy. *A Greenhouse Gas Reduction Roadmap for Oil Sands*. Préparé pour Climate Change and Emissions Management Corporations. Mai 2012. ccemc.ca/wp-content/uploads/2013/01/C101221-CCEMC-GHG-Reduction-Roadmap-Final-Report.pdf (accès 30 oct. 2014).

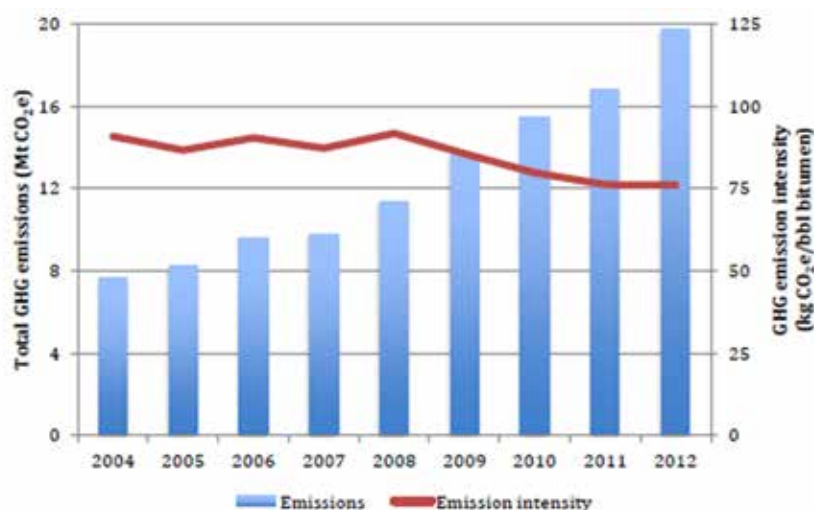


Figure 4.13 : Émissions de GES totales et émissions de GES par baril de pétrole produit (de 2004 à 2012). Source : Canadian Energy Research Initiative

Stratégie 1 : Réduire les émissions attribuables à la génération de vapeur

Que fait l'industrie¹¹⁶ ?

La quantité de GES émis pour produire un baril de pétrole a baissé de façon constante au cours de la dernière décennie, au rythme d'environ 2 % par année¹¹⁷. Cependant, à mesure que l'extraction *in situ* s'est intensifiée, les niveaux absolus de GES émis par l'industrie ont continué d'augmenter. Au cours des cinq prochaines années, l'exploitation *in situ* sera un des principaux facteurs contribuant à l'augmentation des émissions de GES au Canada. Le recours à des technologies permettant de générer de la vapeur de façon plus efficace sur le plan énergétique, notamment la cogénération de chaleur et d'électricité, offre le potentiel de réduire les émissions attribuables à l'exploitation *in situ* de 12 %¹¹⁸.

Deux types d'énergie pour le prix d'un

La combustion de gaz naturel pour produire de l'électricité génère de grandes quantités de chaleur résiduelle. La cogénération récupère à la fois la chaleur et l'électricité produites par un générateur au gaz naturel et permet des niveaux d'efficacité atteignant 95 %, soit deux fois plus qu'une centrale conventionnelle. MEG Energy utilise la cogénération à son projet de Christina Lake et vend la majorité de l'électricité qu'elle génère au réseau de distribution provincial. En remplaçant l'électricité produite par des centrales au charbon par de l'électricité produite par cogénération dans le réseau provincial de l'Alberta, il serait possible de contribuer à réduire les émissions de GES totales de la province. Avec la cogénération, les producteurs *in situ* peuvent produire un baril qui est dans la plage ou au-dessous des importations de pétrole communes aux États-Unis.

¹¹⁶ Source de l'encadré « Deux types d'énergie pour le prix d'un » : MEG Energy. *Cogeneration*. www.megenergy.com/operations/cogeneration (accès 30 oct. 2014).

¹¹⁷ Canadian Energy Research Institute. *Oil Sands Environmental Impact* (étude n° 143). Juillet 2014.

¹¹⁸ Jacobs Consultancy. *A Greenhouse Gas Reduction Roadmap for Oil Sands*.

Que nous réserve l'avenir¹¹⁹ ?

Conversion thermique d'énergie solaire

Les technologies thermosolaires utilisent des miroirs pour capter la chaleur du soleil. Des systèmes thermosolaires pourraient remplacer au moins une partie du gaz naturel utilisé pour générer de la vapeur aux fins d'extraction *in situ* et ainsi réduire les émissions de GES. Un projet de démonstration est en cours en Californie : l'énergie solaire sera utilisée pour générer de la vapeur afin d'améliorer la récupération de pétrole.

Mini-centrales nucléaires

Au Japon, la Toshiba Corporation développe une centrale nucléaire « miniature », capable de générer seulement 5 % de l'électricité générée par une installation type. Cette mini-centrale n'aurait besoin d'être ravitaillée en carburant qu'une fois tous les 30 ans. Un rapport produit en 2013 indiquait que la société travaillait sur la possibilité d'appliquer cette technologie aux sables bitumineux. Dans le cas d'un projet produisant 100 000 barils par jour, la technologie nucléaire pourrait réduire les émissions de CO₂ de l'ordre de 100 mégatonnes par année.

Quel est le rôle du gouvernement ?

Le gouvernement de l'Alberta a été le premier à réglementer les gaz à effet de serre en Amérique du Nord. Le gouvernement impose des mesures concrètes pour contrer les émissions de GES. Les installations qui ne les respectent pas peuvent payer des frais compensatoires de 15 \$ la tonne ou acheter des crédits de carbone. L'argent recueilli par l'industrie, aujourd'hui près de 500 millions de dollars, est investi dans le développement de la technologie et des projets visant à réduire les émissions à la source. La réglementation gouvernementale applicable aux émissions de GES de projets *in situ* est la même que celle décrite à la page 21 dans la section sur les mines.

Stratégie 2 : Éliminer le besoin d'utiliser de la vapeur

Que fait l'industrie¹²⁰ ?

Plusieurs technologies en sont au stade de développement ou de démonstration. Ces technologies permettraient de réduire, voire d'éliminer le besoin d'utiliser de la vapeur. Il en résulterait des économies considérables en matière d'utilisation d'énergie, d'émissions de gaz à effet de serre et de consommation d'eau.

Mélange de solvants et de vapeur

Laricina Energy mène un projet de démonstration qui consiste à injecter des solvants avec de la vapeur. Les solvants utilisés sont le propane (utilisé pour alimenter les barbecues et les montgolfières) et le butane (utilisé dans les briquets). Ces hydrocarbures facilitent l'extraction du bitume du sable et de l'argile qui l'entourent. Par conséquent, la quantité de vapeur requise est réduite d'un quart. Dans le cas de ce projet, la production sera accélérée en 2014.

Solvants en remplacement de la vapeur

Imperial Oil mène actuellement un projet pilote visant à remplacer la vapeur par des solvants, principalement du propane. Le solvant se mélange au bitume et les liquides qui en résultent sont pompés jusqu'à la surface, puis traités pendant que le solvant est récupéré. Le processus a le potentiel de réduire les émissions de GES attribuables à l'extraction *in situ* de plus de 90 %.

119 Source de l'encadré « Conversion thermique d'énergie solaire » : Meagan Wohlberg. « Solar heat holds potential for steam-assisted oilsands: engineer » dans *Northern Journal*. 9 juin 2014. norj.ca/2014/06/solar-heat-holds-potential-for-steam-assisted-oilsands-engineer (accès 30 oct. 2014). Source de l'encadré « Mini-centrales nucléaires » : Alberta Oil. « Mini-Nuclear Reactors: Distributed, small scale nuclear reactors is ready to go prime time » dans *Alberta Oil Magazine*. 1^{er} mai 2014. www.albertaoilmagazine.com/2014/05/mini-nuclear-reactors

120 Source de l'encadré « Mélange de solvants et de vapeur » : Laricina Energy. *Germain*. www.laricinaenergy.com/operations/germain.html (accès 30 oct. 2014).

Que nous réserve l'avenir¹²¹ ?

Chauffage des sables bitumineux par micro-ondes

Un groupe de sociétés travaille actuellement au développement d'un nouveau processus utilisant des micro-ondes pour chauffer les sables bitumineux. Tout comme les aliments dans un four à micro-ondes cuisent sans que le contenant devienne chaud, ce processus chauffe les sables bitumineux humides sans gaspiller de chaleur sur la roche environnante. Un solvant est utilisé pour rendre le bitume plus liquide. Il en résulte un procédé qui ne requiert aucune vapeur, réduit considérablement les émissions de GES et utilise beaucoup moins d'eau.

Électrification des sables bitumineux

E-T Energy développe un processus qui utilise des courants électriques pour chauffer l'eau déjà présente dans les réservoirs de sables bitumineux. L'eau chauffée fait fondre le bitume, lequel est pompé jusqu'à la surface relativement exempt de sable et d'autres impuretés. Le procédé ne requiert aucune vapeur et utilise de faibles quantités d'eau et de gaz naturel. Il pourrait être utilisé pour extraire des sables bitumineux situés trop en profondeur pour être extraits par DGMV.

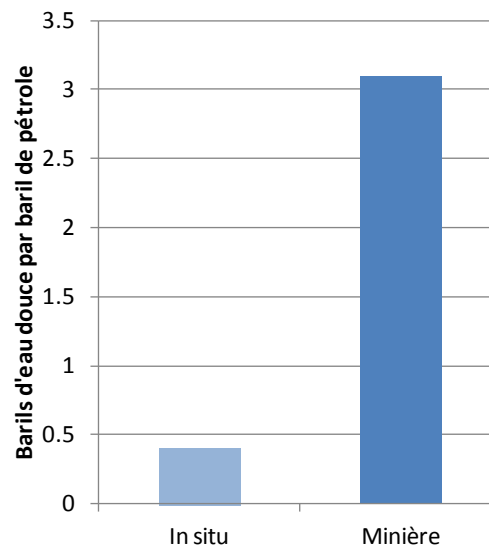


Figure 4.14 : Intensité de l'utilisation d'eau potable par l'exploitation minière et l'extraction in situ de sables bitumineux. Source : Association canadienne des producteurs pétroliers.

DÉFI : UTILISATION DE L'EAU

Tout comme dans le cas de l'utilisation du sol, les technologies *in situ* ont une incidence différente sur l'utilisation de l'eau. Les technologies *in situ* ne génèrent aucun résidu et ne requièrent donc pas de bassins à résidus. L'eau est plutôt utilisée principalement pour générer de la vapeur. Des taux de recyclage de plus de 90 % et l'utilisation des sources d'eau profondes et non-potables font en sorte que les exploitants *in situ* utilisent beaucoup moins d'eau potable pour produire un baril de bitume que les exploitants miniers¹²².

Lorsque de l'eau recyclée est utilisée pour générer de la vapeur dans une chaudière, les sels naturels et la silice finissent par devenir tellement concentrés que l'eau ne peut plus être utilisée. Cette eau doit alors être éliminée dans des puits souterrains ou par des usines de traitement bien en dessous de la nappe phréatique.

Cette section examine ce que fait l'industrie pour réduire la quantité d'eau potable utilisée dans l'exploitation *in situ* de sables bitumineux.

121 Source de l'encadré « Solvants en remplacement de la vapeur » : Nathan Vanderklippe. « Imperial to spend \$100-million to test new oil sands technology » dans *The Globe and Mail*. 3 oct. 2012. Source de l'encadré « Chauffage des sables bitumineux par micro-ondes » : Carrie Tait. « Oil sands firms test alternative way to tap bitumen » dans *The Globe and Mail*. 12 juin 2012. Source de l'encadré « Électrification des sables bitumineux » : Canadian Energy Research Institute. *Oil Sands Environmental Impact*.

122 Canadian Energy Research Institute. *Oil Sands Environmental Impact*.

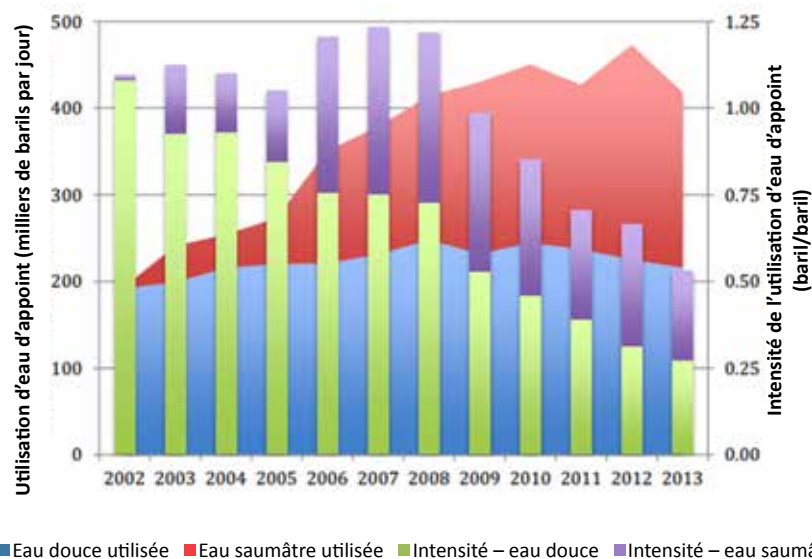


Figure 4.15 : Utilisation et intensité d'utilisation d'eau potable et d'eau saumâtre (2002 à 2013). Source : Canadian Energy Research Institute.

Stratégie : Utiliser moins d'eau douce

Que fait l'industrie ?

En moyenne, les projets d'exploitation *in situ* de sables bitumineux recyclent environ 93 % de l'eau qu'ils utilisent. Le reste de l'eau « consommée » doit être réapprovisionné depuis de nouvelles sources. Les installations *in situ* sont réglementées à utiliser les réserves d'eau non-potables. En 2002, la quasi-totalité de cette eau d'appoint provenait de sources d'eau douce, mais l'industrie utilise de plus en plus d'eau saumâtre – de l'eau souterraine non potable. Cette eau représente aujourd'hui la moitié de celle qui est utilisée dans l'exploitation *in situ*. La quantité d'eau douce utilisée pour produire un baril de pétrole a chuté de plus de 70 % au cours de la dernière décennie. Par conséquent, en dépit d'une augmentation de la production de l'ordre de 450 % depuis 2002, l'utilisation d'eau douce n'a augmenté que de 10 %.

Que nous réserve l'avenir¹²³ ?

Recyclage d'eaux usées

Suncor utilise de nouvelles sources d'approvisionnement en eau pour générer de la vapeur. Au printemps 2014, l'entreprise a commencé à puiser de l'eau de ses bassins à résidus situés à proximité et à utiliser cette eau pour générer la vapeur alimentant son exploitation *in situ* Firebag. La société s'attend à ce que son projet de recyclage réduise l'utilisation d'eau douce de 65 % par rapport à 2007.

Chaudières plus efficaces

Des chaudières sont utilisées pour générer la vapeur utilisée par les projets d'exploitation *in situ* de sables bitumineux. Quelque 20 % de l'eau utilisée par la chaudière s'épaissit en raison des sels et de la silice contenus naturellement dans l'eau. Cette eau est habituellement éliminée sous le sol ou par des usines de traitement. BP et Imperial Oil expérimentent un procédé qui utiliserait les eaux usées d'une chaudière pour en alimenter une autre. Ainsi, l'efficacité des chaudières serait accrue et la quantité d'eaux usées serait réduite de moitié.

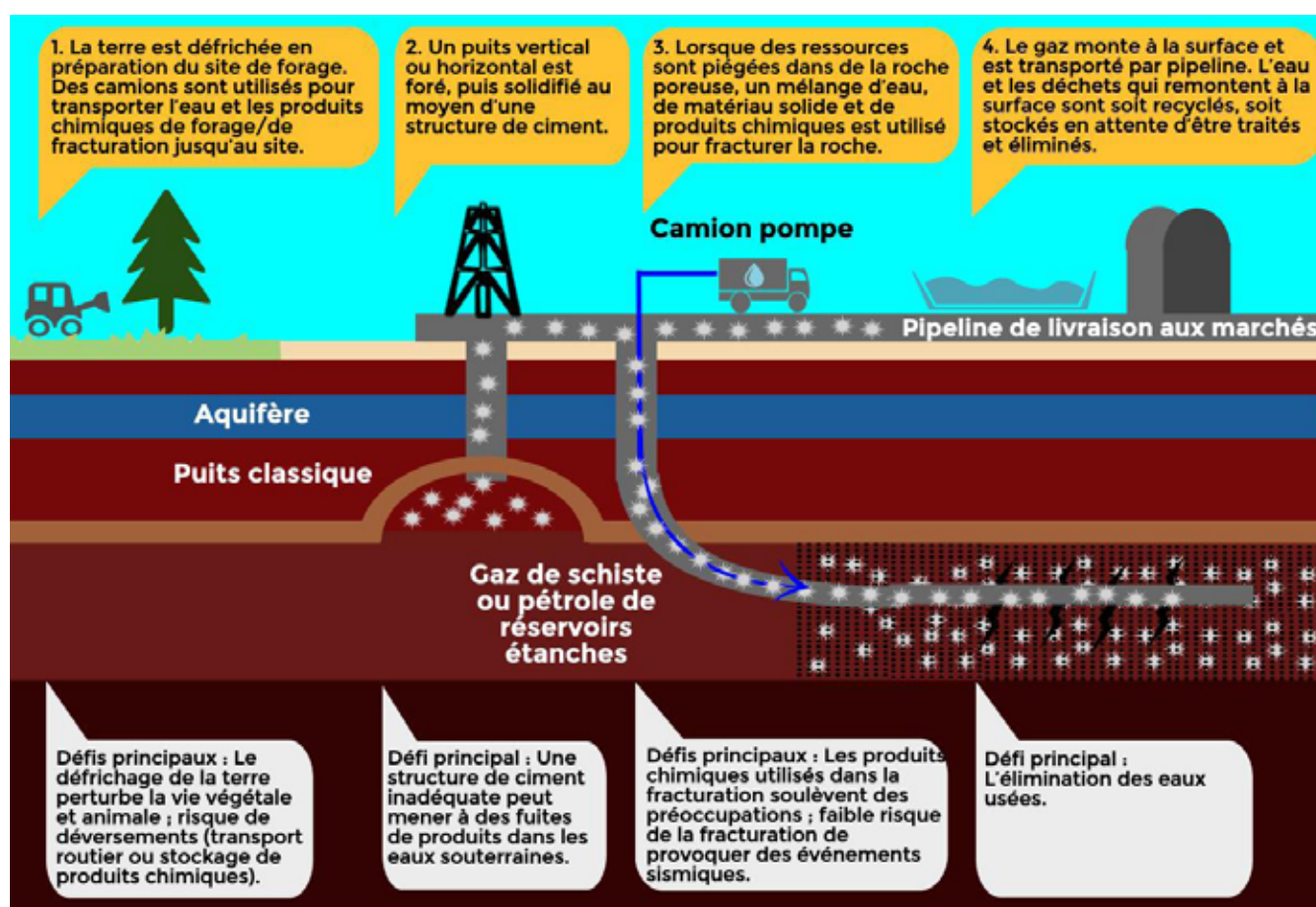
¹²³ Source de l'encadré « Recyclage d'eaux usées » : Philippe de Montigny. « Suncor Energy recycles toxic oil-sands runoff in industry first — but will other firms follow? » dans *National Post*. 5 juin 2014. business.financialpost.com/2014/06/05/suncor-energy-inc-tailing-ponds/?__lsa=eb2a-deb0 (accès 30 oct. 2014). Source de l'encadré « Chaudières plus efficaces » : COSIA. *Boiler Blowdown Reduction Technologies*. www.cosia.ca/boiler-blowdown-reduction-technologies (accès 30 oct. 2014).

Quel est le rôle du gouvernement ?

Le système utilisé par le gouvernement de l'Alberta pour gérer les prélèvements d'eau potable est présenté plus en détail à la page 37.

De plus, le gouvernement limite la quantité d'eaux usées que les exploitants *in situ* de sables bitumineux peuvent éliminer afin d'encourager le recyclage de l'eau et l'utilisation efficace de toutes les sources d'approvisionnement en eau. Les exploitants *in situ* ne sont autorisés à éliminer que 3 % de l'eau douce, 10 % de l'eau extraite (l'eau libérée pendant le processus de forage) et 35 % de l'eau saumâtre¹²⁴.

4.3. FORAGE CLASSIQUE, FRACTURATION ET FORAGE HORIZONTAL



¹²⁴ Alberta Energy Regulator. *Directive 81: Water Disposal Limits and Reporting Requirements for Thermal In Situ Oil Sands Schemes*. www.aer.ca/rules-and-regulations/directives/directive-081 (accès 30 oct. 2014).

Le forage classique de pétrole et de gaz se fait au Canada depuis plus de 150 ans, mais ces activités sont en baisse étant donné que les réserves de pétrole et de gaz facilement accessibles s'épuisent. Par conséquent, le recours à des techniques pour stimuler les réserves en baisse ou pour exploiter des sources non conventionnelles devient de plus en plus courant. Une de ces techniques est la fracturation hydraulique (l'utilisation d'une pression hydraulique et de produits chimiques pour créer des fractures dans la roche), une technique dont les origines remontent aux années 1950. Depuis, 175 000 puits ont été forés par fracturation hydraulique dans l'Ouest canadien¹²⁵. Au début du millénaire, l'industrie a commencé à combiner la fracturation hydraulique à une technique en usage depuis les années 1970 consistant à forer des puits horizontaux plutôt que verticaux. La combinaison de ces deux technologies a permis de rentabiliser l'extraction de ressources piégées dans des roches poreuses (ex. : gaz de schiste ou pétrole de réservoirs étanches)¹²⁶.

La présente section examine les défis environnementaux de la production classique et non classique de pétrole et de gaz à l'extérieur des sables bitumineux.

DÉFI : EFFETS SUR LE SOL¹²⁷

Comme tout autre type de développement industriel, la production de pétrole et de gaz requiert au préalable le défrichage de la terre afin d'y aménager routes, pipelines, puits et autres installations. Ce défrichage peut nuire aux habitats fauniques et mener à d'autres problèmes comme l'érosion.

Par rapport au gaz classique, la production de gaz de schiste requiert le forage d'un plus grand nombre de puits. Par ailleurs, le forage horizontal permet la production de plusieurs puits sur un seul site de forage, ce qui contribue à réduire considérablement l'empreinte environnementale du site¹²⁸. Globalement, l'Office national de l'énergie ne prévoit pas que l'empreinte de la production de gaz de schiste soit beaucoup plus grande que celle de la production de gaz classique¹²⁹.

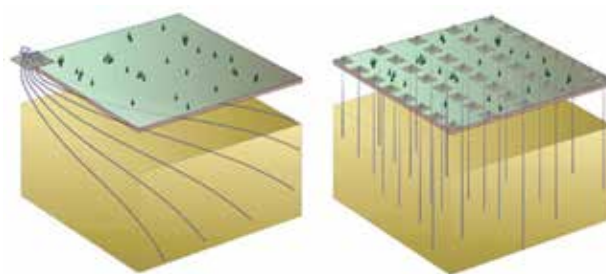


Figure 4.16 : Une plate-forme de forage horizontal de 20 puits perturbe environ 5 % du sol que perturberait un nombre égal de plates-formes de forage vertical. Source : canadiannaturalgas.ca

Ce qui préoccupe grandement une bonne partie de la population est le risque que la fracturation hydraulique provoque des séismes. Il est reconnu depuis longtemps que les activités consistant à injecter des gaz ou des liquides dans le sol (par exemple, l'élimination de CO₂, l'énergie géothermique, l'extraction de minerais, l'élimination d'eaux usées ou la fracturation hydraulique) peuvent provoquer des séismes de faible intensité. Selon le Conseil des académies canadiennes – un comité d'experts formé de scientifiques indépendants et chargé de conseiller le gouvernement fédéral en matière scientifique –, la plupart des experts s'entendent pour affirmer que les risques de séismes liés à la fracturation hydraulique ou à l'élimination d'eaux usées sont faibles¹³⁰.

125 Association canadienne des producteurs pétroliers. *Governments regulate shale gas, industry promotes operating practices*. 11 juin 2012. www.capp.ca/aboutUs/mediaCentre/NewsReleases/Pages/governments-regulate-shale-gas.aspx

126 Zhongmin Wang et Alan Krupnick. *A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States: What Led to the Boom?* Document de travail de Resources for the Future. www.rff.org/RFF/documents/RFF-DP-13-12.pdf

127 Source de l'encadré « La fracturation provoque-t-elle des séismes ? » : Conseil des académies canadiennes. *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada*. Ottawa (Ontario). Comité d'experts chargé de l'évaluation *Harnacher la science et la technologie pour comprendre les incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste*. Conseil des académies canadiennes. 2014.

128 Canadian Society for Unconventional Resources. *Understanding Well Construction and Surface Footprint*. www.csur.com/sites/default/files/Understanding_Well_Construction_final.pdf

129 Office national de l'énergie. *L'ABC du gaz de schistes au Canada*. Note d'information sur l'énergie. Nov. 2009. www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/rprt/archive/prmrndrstndngshlgs2009/prmrndrstndngshlgs2009-fra.pdf

130 Conseil des académies canadiennes. *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada*.

Il est rare que la fracturation hydraulique ou l'injection d'eaux usées dans le sol provoque un séisme. Lorsqu'un séisme est provoqué, son intensité est habituellement trop faible pour être perceptible par l'être humain ou causer des dommages matériels. Par exemple, une étude menée dans le bassin de Horn River, en Colombie-Britannique, a permis d'établir qu'entre 2009 et 2011, l'injection d'eaux usées provenant de la production de gaz de schiste avait provoqué 38 séismes de faible intensité. À titre comparatif, on a répertorié 8 000 puits fracturés hydrauliquement dans ce même bassin auxquels aucun séisme n'avait été associé. Les risques de provoquer un séisme de faible intensité durant la production pétrolière ou gazière peuvent être minimisés par des mesures de contrôle et le choix de sites appropriés.

Pour réduire davantage l'empreinte environnementale de leurs activités, les sociétés pétrolières et gazières ont recours à deux stratégies :

- Réduire les effets de l'utilisation du sol
- Remettre les sites en état plus rapidement

Stratégie 1 : Réduire les effets de l'utilisation du sol

Que fait l'industrie¹³¹ ?

On associe généralement de longues clairières linéaires à la production de pétrole classique, de gaz de schiste, de pétrole de réservoirs étanches ou de gaz. Par exemple, jusqu'à 60 % des terres utilisées par l'industrie en Colombie-Britannique servent à des lignes sismiques utilisées pour repérer des gisements de pétrole et de gaz et à comprendre leurs caractéristiques¹³². Les méthodes classiques utilisées pour tracer des lignes sismiques ont occasionné des clairières rectilignes d'une largeur pouvant atteindre huit mètres, où la végétation a été coupée et le sol, perturbé, causant ainsi une fragmentation des habitats fauniques ainsi que des problèmes d'érosion et d'écoulement dans des cours d'eau¹³³.

De nouvelles méthodes à faible impact ont permis d'atténuer à la fois l'empreinte des lignes sismiques, routes et pipelines ainsi que les effets environnementaux de ces développements linéaires. La largeur des lignes sismiques à faible impact varie entre 1,75 m et 5,5 m. Dans la mesure du possible, ces lignes sont tracées de sorte à préserver la végétation et à éviter l'utilisation d'équipement lourd¹³⁴.

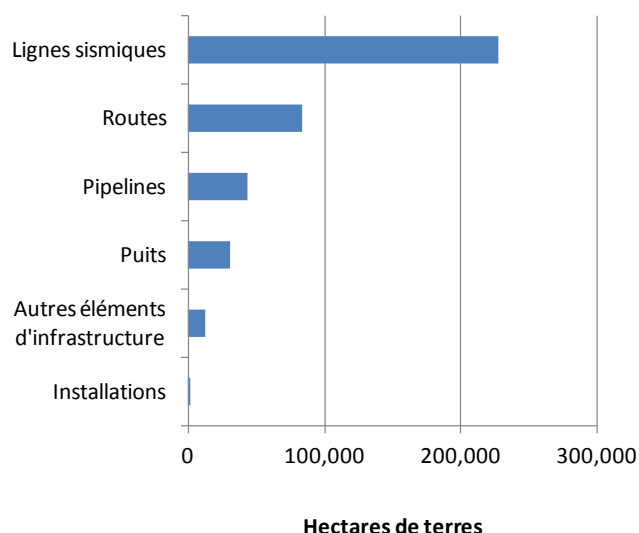


Figure 4.17 : Superficie occupée par les activités pétrolières et gazières en Colombie-Britannique (2013). Source : BC Oil and Gas Commission.

131 Source de l'encadré « Chemins recouverts de paillis » : Devon. *Canadian Sustainability Part 3: Making Roads that Disappear*. www.devonenergy.com/featured-stories/canadian-sustainability-part-3-making-roads-that-disappear (accès 30 oct. 2014). Source de l'encadré « Lignes défrichées à la main » : Association canadienne des producteurs pétroliers. *Geophysical Exploration Processes*.

132 BC Oil and Gas Commission. *Oil and Gas Land Use in Northeastern British Columbia*. Août 2013. www.bcogc.ca/node/11039/download

133 Association canadienne des producteurs pétroliers. *Geophysical Exploration Processes*. www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=81307&DT=NTV

134 Association canadienne des producteurs pétroliers. *Geophysical Exploration Processes*.

Chemins recouverts de paillis

Plutôt que de construire des chemins d'accès menant à ses sites de gaz de schiste, Devon Energy étend du paillis de bois produit à partir de déchets de bois ou de bois d'œuvre invendu récolté sur le chantier de travail. L'utilisation de paillis réduit l'emprise routière de près de la moitié et préserve les racines, la végétation et les habitats fauniques, accélérant du coup la remise en état du site. À la fin du projet, le paillis est récupéré en vue de son utilisation dans le cadre d'un autre projet.

Lignes défrichées à la main

Le défrichage classique de lignes sismiques se fait souvent à l'aide de bulldozers, ce qui a des effets à long terme. Une solution de rechange consiste à faire appel à des équipes de quatre travailleurs pour défricher à la main des lignes sismiques le long d'un parcours qui protège des arbres importants sur le plan écologique et d'autres caractéristiques. De telles lignes peuvent mesurer aussi peu que 1,5 m en largeur, soit la largeur d'un sentier de randonnée pédestre peu utilisé. Le risque d'érosion est minime étant donné qu'aucune souche n'est déracinée.

Que nous réserve l'avenir¹³⁵ ?

Exploration par hélicoptère

Dans certains cas, des hélicoptères peuvent remplacer les véhicules terrestres pour transporter le matériel et le personnel le long des lignes sismiques. Cette méthode permet l'aménagement de lignes sismiques étroites et élimine le besoin de construire des chemins d'accès. Cenovus développe un appareil sismique qui peut être transporté par hélicoptère et permet de réduire de moitié l'empreinte de son programme de forage d'exploration.

Stratégie 2 : Remettre les sites en état plus rapidement

Que fait l'industrie ?

L'abandon est le processus qui consiste à retirer le matériel d'exploitation et à boucher de ciment un puits de pétrole ou de gaz qui n'est plus en production. Il s'agit de la première étape du processus visant à remettre un site dans un état similaire à son état d'avant-production.

En ce qui concerne les puits de pétrole classique, de gaz de schiste, de pétrole de réservoirs étanches et de gaz dans l'Ouest canadien, le nombre de puits abandonnés a augmenté d'environ 25 % entre 2008 et 2012. En 2012, 71 % des puits de sables bitumineux abandonnés en étaient à un stade ou à un autre du processus de remise en état¹³⁶. Toutefois, le nombre de puits inactifs – c'est-à-dire des puits ne produisant plus, mais n'ayant pas encore été abandonnés – a augmenté de 32 % au cours de la même période (2008-2012)¹³⁷. L'abandon des puits et la remise en état des sites doivent être accélérés pour suivre le

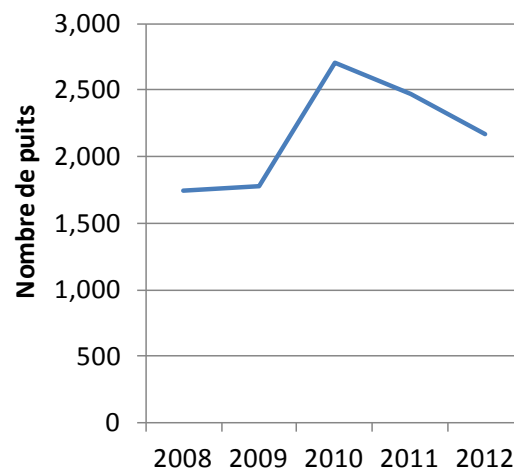


Figure 4.18 : Puits abandonnés annuellement dans l'Ouest canadien (de 2008 à 2012). Source : Association canadienne des producteurs pétroliers.

135 Source de l'encadré « Exploration par hélicoptère » : COSIA. *Flying Drill Rig*. www.cosia.ca/flying-drilling-rig (accès 30 oct. 2014).

136 Association canadienne des producteurs pétroliers. *Responsible Canadian Energy 2012 Data Tables*.

137 Association canadienne des producteurs pétroliers. *Responsible Canadian Energy 2012 Data Tables*.

rythme de croissance de la production. À l'heure actuelle, le rythme auquel des sites sont remis en état ne suit pas le rythme auquel des puits sont forés.

Quel est le rôle du gouvernement ?

La réglementation albertainne en matière d'utilisation du sol pour des puits de pétrole et de gaz est présentée à la page 43. La Colombie-Britannique et la Saskatchewan appliquent des règlements similaires aux puits abandonnés.

DÉFI : ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

Les émissions attribuables à la production de pétrole et de gaz dans l'Ouest canadien sont restées stables au cours des cinq dernières années. On projette une légère augmentation des émissions de GES à mesure que la production de gaz de schiste et de pétrole de réservoirs étanches augmente¹³⁸.

Plusieurs études américaines ont établi qu'il y a peu de différence entre les émissions de GES attribuables à la production de gaz naturel classique et celles attribuables à la production de gaz de schiste¹³⁹. Selon une étude menée en 2011 pour le compte de Ressources naturelles Canada, les émissions, du point de vue du cycle de vie attribuable, au gaz de schiste canadien, ont été en moyenne moins de 4 % plus élevées que celles attribuables au gaz classique¹⁴⁰.

Le débat sur les effets climatiques du gaz de schiste a été beaucoup axé sur l'utilisation de cette ressource en remplacement du charbon pour produire de l'électricité. Lorsqu'il est brûlé pour produire de l'électricité, le gaz naturel (méthane) produit environ la moitié des émissions d'une centrale électrique au charbon. Cependant, si le méthane est rejeté directement dans l'atmosphère, son incidence sur le climat est 25 fois plus élevée que celui du CO₂ sur un siècle. Par conséquent, l'avantage climatique de remplacer le charbon par le gaz naturel dépend de la quantité de méthane rejetée accidentellement ou intentionnellement.

Les rejets accidentels ou intentionnels de gaz naturel représentent des sources considérables d'émissions de GES durant la production de pétrole classique, de gaz de schiste, de pétrole de réservoirs étanches et de gaz (30 % des émissions de GES en moyenne)¹⁴¹. Il est possible que du gaz naturel soit intentionnellement brûlé (torché) ou rejeté à l'air libre pour des raisons de sécurité ou parce qu'il n'est pas économiquement rentable de capter le gaz.

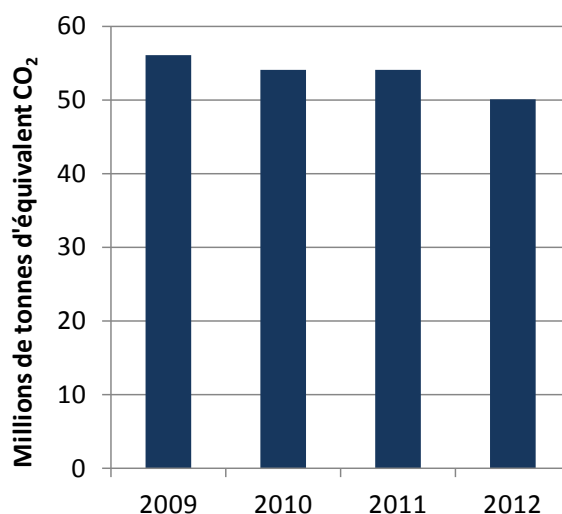


Figure 4.19 : Émissions de GES attribuables à la production pétrolière et gazière dans l'Ouest canadien. Source : Association canadienne des producteurs pétroliers.

138 Association canadienne des producteurs pétroliers. « Greenhouse Gas Emissions : Western Canada » dans *Responsible Canadian Energy*. www.capp.ca/rce/western-canada/air/greenhouse-gases (accès 30 oct. 2014).

139 ICF Consulting Canada. *A literature review of key studies comparing emissions from natural gas and coal*. Préparé pour la Canadian Natural Gas Initiative. Déc. 2012. www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=215278

140 (S&T)2 Consultants. *Shale Gas Update for GHGenius*. Préparé pour Ressources naturelles Canada. 31 août 2011. www.ghgenius.ca/reports/ShaleGasUpdateFinalReport.pdf

141 (S&T)2 Consultants. *Shale Gas Update for GHGenius*.

En 2011, une étude largement diffusée de l'Université Cornell a soutenu que les rejets durant la production de gaz de schiste faisaient en sorte que les émissions attribuables à la production d'électricité par la combustion de gaz naturel étaient 20 % plus élevées que celles attribuables au charbon. Cette conclusion a été réfutée par plusieurs autres études (Université du Maryland, Massachusetts Institute of Technology, Carnegie Mellon University, US Environmental Protection Agency et Worldwatch Institute). Selon ces études, les émissions attribuables à la production d'électricité à partir de gaz naturel sont entre 36 % et 44 % moins élevées que celles attribuables au charbon¹⁴².

Cette conclusion a même été réfutée plus récemment : les émissions de GES attribuables à la production énergétique ont baissé de 10 % entre 2005 et 2013. Cette baisse est attribuable en partie aux centrales électriques ayant délaissé le charbon au profit du gaz naturel¹⁴³.

Le présent rapport fait état de deux stratégies de réduction des émissions de GES attribuables à la production pétrolière et gazière :

- Avoir moins recours au brûlage à la torche et au rejet à l'air libre
- Réduire les fuites

Stratégie 1 : Avoir moins recours au brûlage à la torche et au rejet à l'air libre

Que fait l'industrie¹⁴⁴ ?

L'industrie pétrolière et gazière a recours au brûlage à la torche et au rejet à l'air libre de gaz naturel pour des raisons économiques et de sécurité. En raison de nouveaux règlements et de nouvelles pratiques industrielles, le recours au brûlage à la torche et au rejet à l'air libre dans le cadre d'opérations de pétrole brut et de gaz brut a chuté de 56 % en Alberta entre 2000 et 2010. Cependant, la faiblesse des prix du gaz naturel – qui décourage le captage – et l'augmentation de la production ont inversé cette tendance au cours des dernières années¹⁴⁵. En Colombie-Britannique, le recours au brûlage à la torche et au rejet à l'air libre a baissé de 15 % entre 2000 et 2012¹⁴⁶.

Un problème propre à la fracturation hydraulique est l'émission de méthane liée à la mise en service de puits. Une fois qu'un puits a été foré, une partie du liquide de fracturation remonte à la surface et entraîne du gaz

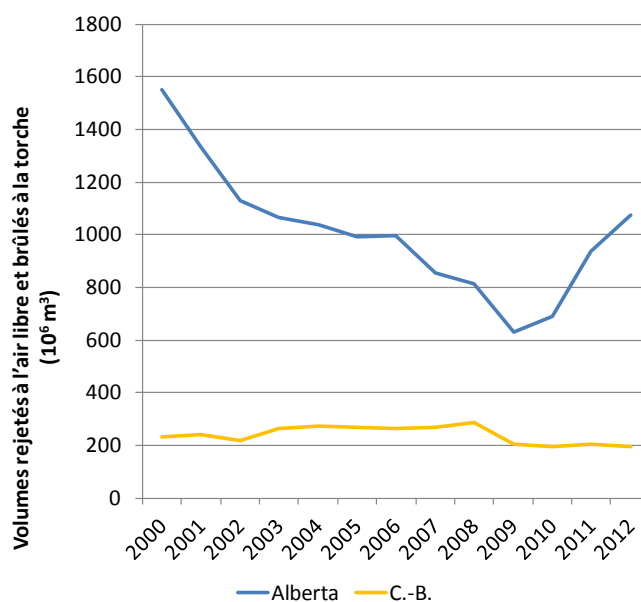


Figure 4.20 : Volumes brûlés à la torche et rejetés à l'air libre par l'industrie pétrolière et gazière en C.-B. et en Alberta (de 2000 à 2012). Sources : BC Oil and Gas Commission et Alberta Energy Regulator.

142 ICF Consulting Canada. *A literature review of key studies comparing emissions from natural gas and coal*. Préparé pour la Canadian Natural Gas Initiative. Déc. 2012. www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=215278

143 U.S. Energy Information Administration. *U.S. Energy-Related Carbon Dioxide Emissions, 2013*. 21 oct. 2014. www.eia.gov/environment/emissions/carbon

144 Source de l'encadré « Mises en service écologiques » : Adam Goehner et Matt Horne. *Wellhead to Waterline: Opportunities to limit greenhouse gas emissions from B.C.'s proposed LNG industry*. Institut Pembina. Fév. 2014. www.pembina.org/reports/pi-wellhead-to-waterline-goehnerhorne-022014.pdf

145 Alberta Energy Regulator. *Upstream Petroleum Industry Flaring and Venting Report*. Oct. 2013. www.aer.ca/documents/sts/ST60B-2013.pdf

146 BC Oil and Gas Commission. *Flaring Summary 2012*. Juillet 2013. www.bcogc.ca/node/11030/download

naturel avec lui. Dans le passé, ce gaz naturel était rejeté à l'air libre. Cependant, de nouvelles technologies de « mise en service verte » permettent de capter jusqu'à 90 % de ces émissions¹⁴⁷. En Colombie-Britannique, une majorité de sites d'extraction de gaz naturel ont recours à ces technologies respectueuses de l'environnement, sans quoi ils brûlent le gaz naturel à la torche¹⁴⁸.

Mises en service écologiques

Dans le cas d'une mise en service à émissions réduites ou « verte », on utilise de l'équipement mobile pour capter le mélange de liquide et de gaz naturel qui monte à la surface une fois qu'un puits a été foré. Cet équipement sépare le gaz naturel, qui est acheminé par pipeline pour être vendu. Une étude menée en 2013 par la University of Texas-Austin et l'Environmental Defense Fund a permis de mesurer les émissions de 190 puits. Il a été établi que 99 % des émissions des nouveaux puits mis en service étaient captés. Par conséquent, les émissions de méthane de ces puits étaient dans les faits 97 % moins élevées que les estimations antérieures du gouvernement américain.

Quel est le rôle du gouvernement ?

L'Alberta et la Colombie-Britannique interdisent toutes deux le recours au rejet à l'air libre, sauf dans des circonstances précises. De plus, les deux provinces ont établi des cibles pour réduire ou éliminer le brûlage à la torche¹⁴⁹.

Stratégie 2 : Réduire les fuites

Que fait l'industrie ?

Du méthane peut s'échapper des conduites et de l'équipement utilisé dans le traitement ou le transport de la ressource. Des fuites sont également possibles dans les puits abandonnés en présence de failles dans le ciment¹⁵⁰. L'Association canadienne des producteurs pétroliers estime que ces fuites représentent 0,4 % de la production totale de gaz, ce qui est inférieur à l'estimation américaine de 1,5 %¹⁵¹. Une étude menée par l'ACPP sur 120 sites en Alberta et en Colombie-Britannique a permis de conclure que les fuites d'équipement ont baissé de 75 % depuis 2005, lorsque l'industrie a mis en œuvre ses premiers programmes d'inspection et d'entretien¹⁵².

Les données sur les fuites provenant de puits abandonnés sont limitées, variant considérablement d'une région à une autre. En Colombie-Britannique, on estime à 10 % les fuites de puits de pétrole et de gaz actifs et en suspension, tandis que 20 % des puits en Saskatchewan présentent des fuites. Au Québec, 18 puits actifs sur 28 présentaient des fuites mineures (2 sur 29 au Nouveau-Brunswick)¹⁵³. En règle générale, quelques puits défectueux sont responsables d'une majorité des émissions, ce qui fait valoir l'importance d'une surveillance continue et du développement de nouvelles technologies pour veiller à l'intégrité des puits à long terme¹⁵⁴.

147 Conseil des académies canadiennes. *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada*.

148 Goehner, Adam et Matt Horne. *Wellhead to Waterline: Opportunities to limit greenhouse gas emissions from B.C.'s proposed LNG industry*. Institut Pembina. Fév. 2014. www.pembina.org/reports/pi-wellhead-to-waterline-goehnerhorne-022014.pdf

149 Conseil des académies canadiennes. *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada*.

150 Conseil des académies canadiennes. *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada*.

151 Conseil des académies canadiennes. *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada*.

152 Association canadienne des producteurs pétroliers. *An Update of Fugitive Equipment Leak Factors. Report 2014-0023*. 2014. www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=238773&DT=NTV

153 Dusseault, Maurice B., Richard E. Jackson et Daniel Macdonald. *Towards a Road Map for Mitigating the Rates and Occurrences of Long-Term Wellbore Leakage*. Département des sciences de la Terre et de l'environnement, Université de Waterloo. 22 mai 2014. www.geofirma.com/Links/Wellbore_Leakage_Study%20compressed.pdf

154 Dusseault, Maurice B., Richard E. Jackson et Daniel Macdonald. *Towards a Road Map for Mitigating the Rates and Occurrences of Long-Term Wellbore Leakage*.

Que nous réserve l'avenir¹⁵⁵ ?

Technologie d'inspection à la fine pointe

Au Canada, une majorité de pipelines sont inspectés par des humains. Synodon, une entreprise canadienne, a mis au point un capteur qui utilise la même technologie que celle utilisée par le satellite Terra de la NASA. Ce capteur est installé sur un hélicoptère et permet d'inspecter dix fois plus de pipelines à l'heure que ce que permettent les méthodes classiques. L'entreprise prétend que l'utilisation généralisée de cette technologie permettrait de réduire de 20 % les pertes au chapitre des pipelines.

Quel est le rôle du gouvernement ?

En général, les organismes de réglementation provinciaux exigent des tests d'étanchéité peu après le forage d'un puits ainsi qu'au moment de son abandon. Les fuites importantes doivent être colmatées immédiatement, tandis que toute fuite – importante ou non – doit être colmatée au moment de l'abandon d'un puits.

DÉFI : UTILISATION ET QUALITÉ DE L'EAU

De l'eau est utilisée à diverses fins dans la production pétrolière et gazière. Dans le cas de méthodes classiques de forage de puits de pétrole et de gaz, de petites quantités d'eau servent à lubrifier la foreuse et à supporter le puits. Dans le cas de la fracturation hydraulique, un mélange d'eau et de sable ainsi que de petites quantités de produits chimiques sont injectés dans le puits à forte pression pour créer de petites fissures dans la roche environnante, desquelles s'échappe le pétrole ou le gaz. La contamination de l'eau est un problème propre à la fracturation hydraulique étant donné que de faibles quantités de produits chimiques toxiques sont ajoutées au mélange de fracturation.

L'industrie a recours notamment aux stratégies suivantes pour atténuer les effets de ses activités sur l'eau :

- Réduire l'utilisation d'eau douce
- Prévenir la contamination des eaux souterraines
- Développer des liquides de fracturation écologiques

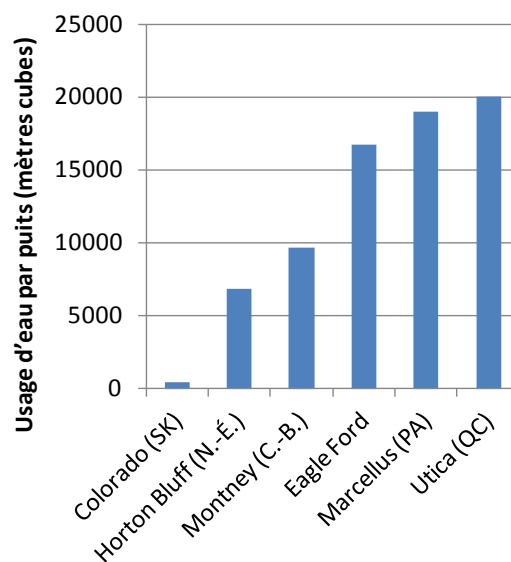


Figure 4.21 : Utilisation d'eau moyenne dans la fracturation hydraulique par région. Source : Conseil des académies canadiennes.

155 Source de l'encadré « Technologie d'inspection à la fine pointe » : Technologies du développement durable Canada. *Canadian Innovation Improves Pipeline Safety*. www.sdtc.ca/uploads/documents/en/successstories/SDTC_Synodon_WEB_V2_280110.pdf

Stratégie 1 : Réduire l'utilisation d'eau douce

Que fait l'industrie¹⁵⁶ ?

Étant donné que l'exploitation classique de pétrole et de gaz naturel a besoin de très peu d'eau, les inquiétudes concernant l'utilisation de l'eau tendent à porter sur les puits exploités par fracturation hydraulique. Globalement, l'industrie pétrolière et gazière utilise très peu d'eau par rapport aux ressources totales en eau¹⁵⁷. Par exemple, l'eau allouée à l'industrie pétrolière et gazière en Colombie-Britannique par la délivrance d'approbations ou de licences représentait à peine 0,015 % de l'écoulement des bassins fluviaux de la province¹⁵⁸.

La fracturation de gaz de schiste et de pétrole de réservoirs étanches requiert entre 5 000 et 100 000 m³ d'eau par puits en fonction des caractéristiques géologiques des ressources, dont l'épaisseur de la couche rocheuse¹⁵⁹. À titre comparatif, 19 000 m³ d'eau permettrait la culture de trois hectares de maïs ou l'irrigation d'un terrain de golf pendant 25 jours¹⁶⁰. Même dans le cas de la fracturation hydraulique, le gaz naturel est un des combustibles qui requiert le moins d'eau (moins que le charbon, l'uranium, le pétrole ou l'éthanol à base de cellulose ou de maïs)¹⁶¹.

L'industrie développe plusieurs solutions pour éviter d'utiliser de l'eau douce. En Colombie-Britannique, environ 15 % de l'eau utilisée dans la fracturation hydraulique provient de l'eau recyclée d'autres puits. D'autres sources incluent les eaux usées d'activités de forage ou d'exploitation, les eaux d'égout de municipalités et l'eau non potable provenant de réserves souterraines.

Que nous réserve l'avenir¹⁶² ?

Recyclage d'eau

Une fois qu'un puits a été exploité par fracturation, une partie de l'eau utilisée remonte à la surface. Ce retour d'eau peut être traité et recyclé en vue de nouveaux puits. Un système de traitement et de réutilisation des eaux de fracturation usées mis au point par Halliburton a été utilisé au Nouveau-Mexique et a permis d'économiser 30 millions de litres d'eau douce. De plus, le recyclage d'eau a permis d'éviter 1 400 chargements de camion au site, réduisant du coup les émissions de GES attribuables au transport. Cette technologie a permis à la société d'économiser entre 500 000 \$ et 750 000 \$.

Projet d'eau recyclée de Dawson Creek

En 2012, Shell et la municipalité de Dawson Creek ont conclu un partenariat visant la construction d'une usine de traitement d'eaux usées d'une capacité de traitement quotidienne de 4 000 m³ d'eau, soit suffisamment d'eau pour approvisionner plus de 12 000 maisons. Dans le passé, ces eaux usées étaient déversées directement dans un cours d'eau local. Aujourd'hui, l'eau traitée est utilisée à la fois par Shell pour produire du gaz naturel et par la municipalité, notamment pour l'arrosage de plantes. Shell a pratiquement éliminé l'utilisation d'eau douce dans le cadre de son projet d'exploitation de gaz de schiste Groundbirch.

156 Source de l'encadré « Projet d'eau recyclée de Dawson Creek » : Shell Canada. *Shell et la ville de Dawson Creek préservent l'eau*. 7 sept. 2012. www.shell.ca/fr/aboutshell/media-centre/news-and-media-releases/2012/0907dawson-creek.html

157 Conseil des académies canadiennes. *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada*.

158 B.C. Oil and Gas Commission. *Water Use for Oil & Gas Activities: 2013 Annual Report*. www.bcogc.ca/node/11262/download

159 Association canadienne des producteurs pétroliers. « The Facts on Natural Gas » dans *Upstream Dialogue*. Déc. 2012.

160 Conseil des académies canadiennes. *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada*.

161 Mielke, Erik, Laura Diaz Anadon et Venkatesh Narayanamurti. *Water Consumption of Energy Resource Extraction, Processing, and Conversion*. Energy Technology Innovation Policy Research Group. Harvard Kennedy School Belfer Center for Science and International Affairs. Oct. 2010. belfercenter.ksg.harvard.edu/files/ETIP-DP-2010-15-final-4.pdf

162 Source de l'encadré « Recyclage d'eau » : Halliburton. *Case Study: Effective Fracturing with Recycled Water*. 2013. www.halliburton.com/public/pe/contents/Case_Histories/web/A_through_R/H09855-Permian-Basin-Case-History.pdf (accès 3 nov. 2014). Source de l'encadré « Projet d'eau recyclée de Dawson Creek » : Conseil des académies canadiennes. *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada*. Source de l'encadré « Fracturation sans eau » : Gasfrac Energy Services. *Proven Innovation Technology*. www.gasfrac.com (accès 3 nov. 2014). Source de l'encadré « Utilisation d'eau salée souterraine » : Encana. *Debolt facility provides alternative to surface water sources*. www.encana.com/news-stories/our-stories/environment-debolt-facility.html (accès 3 nov. 2014).

Fracturation sans eau

Une entreprise canadienne a mis au point une technologie qui permet d'éliminer l'utilisation de l'eau dans la fracturation hydraulique. Le système Gasfrac utilise une forme gélifiée de propane – gaz utilisé pour alimenter des barbecues partout au Canada – plutôt que de l'eau. Il est possible de récupérer et de recycler la majorité du propane à l'intérieur de quelques jours. Cette technologie permet non seulement d'économiser l'eau douce, mais aussi de réduire les besoins de stockage d'eaux usées et de transport d'eau jusqu'au puits.

Utilisation d'eau salée souterraine

L'aquifère Debolt est une réserve souterraine d'eau non potable en Colombie-Britannique. Ses eaux sont impropres à la plupart des usages. Apache et Encana ont mis au point un système innovateur qui permet d'utiliser cette eau salée à forte teneur en soufre pour au moins 80 % de l'eau requise par la fracturation hydraulique.

Quel est le rôle du gouvernement ?

Les gouvernements de l'Alberta et de la Colombie-Britannique utilisent un système d'octroi de licences pour gérer les prélèvements d'eau douce et d'eau souterraine. Quant à l'Alberta, l'industrie pétrolière et gazière représente une proportion relativement faible de l'allocation d'eau totale.

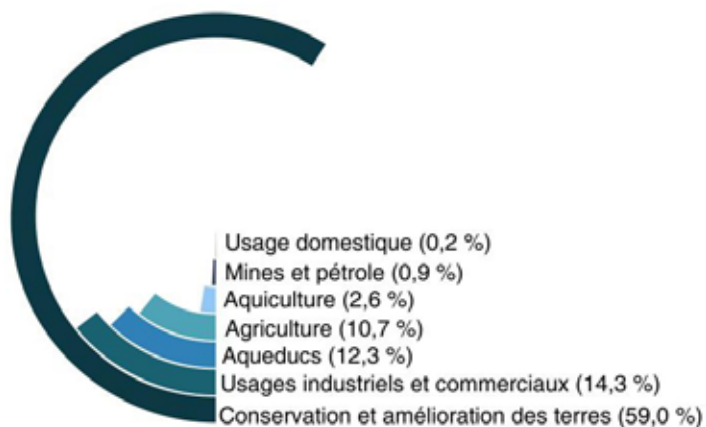


Figure 4.22 : Eaux de surface allouées par industrie (Colombie-Britannique, 2006). Source : Gouvernement de la Colombie-Britannique. Pour les allocations d'eau en Alberta, voir la figure 4.9 à la page 37.



Stratégie 2 : Prévenir la contamination des eaux souterraines

Que fait l'industrie ?

Le potentiel de contaminer l'eau de surface et l'eau souterraine par les développements pétroliers et gaziers, particulièrement ceux ayant recours à la fracturation hydraulique, préoccupe grandement le public. Les opérations pétrolières et gazières pourraient contaminer l'eau de deux principales façons :

- Déversements accidentels de camions ou de réservoirs de stockage contenant des produits chimiques ou des eaux usées dans des lacs ou des rivières. Les risques de tels déversements peuvent être minimisés en adoptant des pratiques de gestion adéquates¹⁶³ ;
- Fuites de méthane dans les eaux souterraines pendant les opérations de forage. L'eau utilisée ou produite dans la fracturation hydraulique est trop lourde et ne remonte habituellement pas à la surface dans des circonstances normales¹⁶⁴. En fait, sur le nombre estimé de 2,5 millions de fracturations à l'échelle mondiale, il n'existe aucun cas documenté de contamination d'eaux souterraines par la migration de liquides de fracturation hydraulique dans la roche¹⁶⁵. Par conséquent, les inquiétudes de contamination des eaux souterraines ne concernent que la contamination par le gaz naturel.

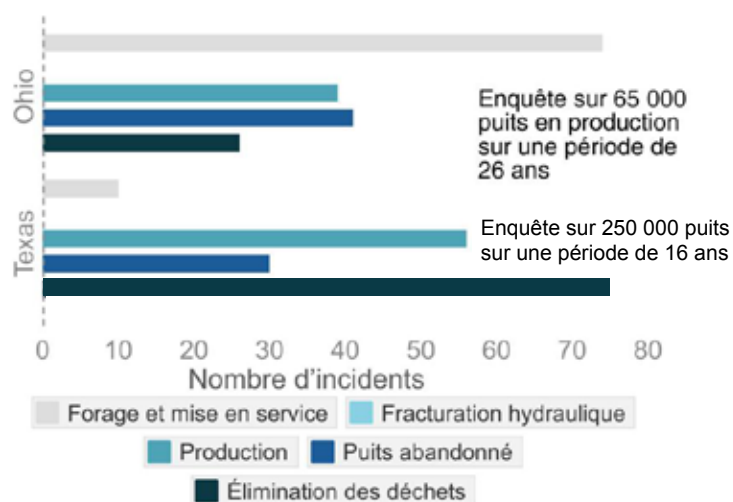


Figure 4.23 : Nombre d'incidents de pollution des eaux souterraines. Source : Society of Petroleum Engineers.

Alors que l'attention concernant la contamination des eaux souterraines a été axée principalement sur la fracturation hydraulique, il s'agit d'un risque relativement faible dans le processus d'extraction de pétrole et de gaz¹⁶⁶. Une étude menée en 2011 dans les États de l'Ohio et du Texas a porté sur des décennies d'enquêtes publiques sur la pollution d'eaux souterraines attribuable à la production pétrolière et gazière. Sur les 396 incidents découverts, aucun ne mettait en cause la fracturation hydraulique. Dans la plupart des cas, la contamination a plutôt résulté de fuites accidentelles dans l'eau de surface de déchets stockés, particulièrement de problèmes hérités d'une forme aujourd'hui interdite de fosses d'élimination ou encore de problèmes touchant la structure de ciment utilisée pour stabiliser le puits¹⁶⁷. Le fait que la plupart des activités de fracturation se déroulent à des milliers de kilomètres sous les sources d'eaux souterraines, combiné à la caractéristique géologique ayant confiné le pétrole et le gaz pendant des millions d'années, signifie qu'il est peu probable que la fracturation mène à une contamination des eaux souterraines¹⁶⁸.

À la fois pour les puits classiques et les puits exploités par fracturation hydraulique, les fuites de puits sont une préoccupation plus courante. En Nouvelle-Écosse, un groupe d'experts indépendants est arrivé à la conclusion que, malgré l'absence de garanties, les techniques modernes permettent une excellente intégrité des puits et que les fuites ne semblent pas représenter un problème important en Colombie-Britannique ou en Alberta, où se

¹⁶³ Conseil des académies canadiennes. *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada*.

¹⁶⁴ George E. King. *Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells*. Society of Petroleum Engineers. Fév. 2012.

¹⁶⁵ George E. King. *Hydraulic Fracturing 101*

¹⁶⁶ George E. King. *Hydraulic Fracturing 101*

¹⁶⁷ George E. King. *Hydraulic Fracturing 101*

¹⁶⁸ George E. King. *Hydraulic Fracturing 101*

déroule la majorité des activités de production. Bien que les fuites de gaz naturel contribuent aux changements climatiques, il s'agit d'une substance non toxique et les fuites importantes sont rares. Par conséquent, ces fuites ne posent pas un grand risque pour la santé humaine¹⁶⁹.

Quel est le rôle du gouvernement ?

Les gouvernements de l'Alberta et de la Colombie-Britannique réglementent divers aspects de la production pétrolière et gazière pour veiller à la sécurité des ressources en eau. Par exemple, ils exigent des types précis de tubages de puits, rendent obligatoires la surveillance et les essais et établissent des retraits minimaux à respecter entre les puits d'eau et les opérations de forage. En Colombie-Britannique, il est interdit de rejeter l'eau utilisée dans la production de gaz de schiste¹⁷⁰.

Stratégie 3 : Utiliser des produits chimiques plus écologiques

Que fait l'industrie ?

Du liquide de fracturation est injecté sous le sol dans le cadre du processus de fracturation hydraulique. Une partie de cette eau demeure sous le sol, où elle est piégée par la même argile ou les mêmes roches imperméables ayant piégé le pétrole et le gaz pendant des millénaires. On estime à 2,5 millions le nombre de fracturations à l'échelle mondiale et il n'existe aucun cas documenté de contamination des eaux souterraines par la migration de liquides de fracturation dans la roche¹⁷¹. Une partie des liquides remonte à la surface, où ils doivent être réutilisés et stockés. Le risque de déversements ou de fuites de liquides de fracturation à la surface a soulevé des préoccupations quant à l'utilisation de produits chimiques dans la fracturation hydraulique.

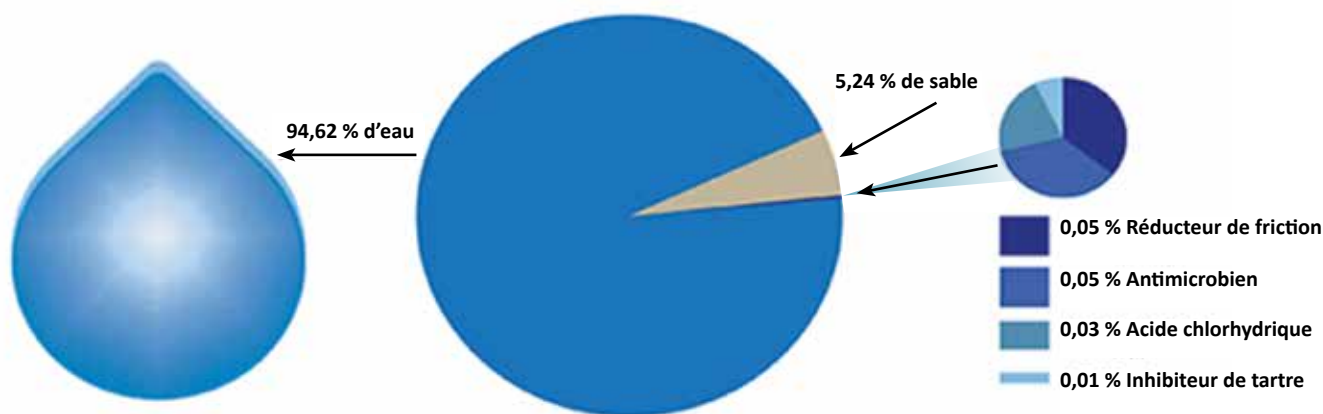


Figure 4.24 : Composition du liquide de fracturation hydraulique. Source : BC Oil & Gas Commission.

169 D^r Maurice Dusseault. *Energy Well Integrity*. Nova Scotia Hydraulic Fracturing Independent Review and Public Engagement Process. Université du Cap-Breton. www.cbu.ca/sites/cbu.ca/files/docs/hfstudy/Discussion%20Paper%20-%20Energy%20Well%20Integrity.pdf (accès 4 nov. 2014).

170 D^r Graham Gagnon. *What are the interactions between unconventional gas resources and water resources? Input quality and quantity requirements and water treatment needs and impacts*. Nova Scotia Hydraulic Fracturing Independent Review and Public Engagement Process. www.cbu.ca/sites/cbu.ca/files/docs/hfstudy/Discussion%20Paper%20-%20Water.pdf (accès 4 nov. 2014).

171 George E. King. *Hydraulic Fracturing* 101.

Le liquide de fracturation est presque entièrement composé d'eau (~95 %). On y ajoute du sable ou un autre matériau dur pour faciliter la fracturation et la libération du gaz ou du pétrole. Le reste du liquide de fracturation – entre 0,1 et 2 % – est constitué d'additifs chimiques qui varient selon les caractéristiques de la formation géologique. Typiquement, un liquide de fracturation contiendra entre trois et douze produits chimiques utilisés à l'une des fins suivantes ¹⁷² :

- Des *réducteurs de friction* minimisent la friction et la pression sur les conduites, permettant ainsi au liquide d'injecter plus de sable dans les fractures. Un réducteur de friction couramment utilisé est le polyacrylamide, un polymère non toxique utilisé dans le traitement d'eaux usées municipales et la fabrication de couches jetables pour bébé ;
- Des *biocides* sont ajoutés pour éliminer des bactéries de fond de trou pouvant corroder les conduites. Certains biocides comme le glutaraldéhyde – un désinfectant médical – sont toxiques. Cependant, des biocides non toxiques comme la lumière ultraviolette et l'ozone sont de plus en plus utilisés¹⁷³ ;
- Des *inhibiteurs de tartre* sont des composés qui empêchent l'accumulation de tartre dans les conduites pour ne pas ralentir le débit de pétrole et de gaz. Un exemple est le phosphonate, un ingrédient qu'on trouve dans la plupart des détergents.
- Des *surfactants* (ou agents de surface) sont des détergents utilisés pour éliminer les contaminants de fond de trou afin d'augmenter la productivité du puits en pétrole ou en gaz. Le laurylsulfate est un surfactant courant également utilisé dans des savons à vaisselle et des shampoings.

Que nous réserve l'avenir ?

Liquide de fracturation potable

Le service de fracturation CleanSim de la société Haliburton utilise un liquide de fracturation composé d'ingrédients alimentaires. Bien qu'il n'ait pas très bon goût, le liquide est absolument inoffensif.

Quel est le rôle du gouvernement ?

À la fois l'Alberta et la Colombie-Britannique exigent que les entreprises divulguent les produits chimiques que contiennent leurs liquides de fracturation. Dans les deux provinces, cette information est publiée sur www.fracfocus.ca (en anglais). D'autres provinces et territoires du Canada ne rendent pas la divulgation obligatoire.

¹⁷² BC Oil and Gas Commission. « What Chemicals are Used » dans *FracFocus* : Chemical Disclosure Registry. www.fracfocus.ca/chemical-use/what-chemicals-are-used (accès 4 nov. 2014).

¹⁷³ George E. King. *Hydraulic Fracturing* 101.

5. COMMENT LE CANADA SE COMPARE-T-IL ?

Ce rapport fait le point sur la performance environnementale d'industries liées aux ressources naturelles. Un facteur important est l'efficacité des mesures prises par le secteur des ressources naturelles au Canada pour protéger la terre, l'atmosphère et l'eau par rapport à ce qui se fait ailleurs dans le monde. Les prétentions selon lesquelles le Canada est un chef de file mondial en matière d'exploitation durable des ressources naturelles semblent incompatibles avec les rapports et les classements faisant état du rendement global du pays sur le plan environnemental, qui le placent rarement parmi les chefs de file. Par exemple :

- L'indice de performance environnementale compilé par l'Université Yale et l'Université Columbia classe le Canada au 24^e rang sur 178 pays¹⁷⁴.
- Le Conseil mondial de l'énergie classe le Canada au 56^e rang sur 129 pays quant à la durabilité écologique de son système énergétique¹⁷⁵.
- Le Conference Board du Canada classe le Canada au 15^e rang sur 17 pays pairs en matière de performance environnementale¹⁷⁶.

Cependant, le rendement global du Canada sur le plan environnemental ne reflète pas nécessairement les progrès réalisés individuellement par différentes industries. Évaluer le rendement d'une industrie passe par un examen de règlements, d'indicateurs et de pratiques sectorielles dont les données nationales ne font pas état.

Le travail de comparaison de la performance environnementale d'industries liées aux ressources naturelles dans différents pays s'avère ardu. Souvent, des caractéristiques géologiques ou topologiques dictent les technologies utilisées pour extraire ou récolter les ressources naturelles et il devient alors difficile de comparer des pommes avec des pommes. Par exemple, en Norvège, les ressources pétrolières et gazières sont forées en mer. Le forage en mer a des répercussions environnementales très différentes de celles de l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta. Une réglementation pouvant être efficace dans certains environnements ne le sera pas nécessairement dans d'autres. Prenons l'exemple de la réglementation brésilienne qui s'applique aux zones tampons servant à protéger les forêts le long des rivières de l'Amazonie qui sont plus larges que 600 mètres. Cette réglementation n'est pas applicable ailleurs, où les rivières sont généralement moins larges¹⁷⁷.

Il existe également d'autres facteurs de complication. Ce sont souvent les États et les provinces qui sont responsables de réglementer en matière de répercussions environnementales et de production de ressources naturelles. De larges variations peuvent donc exister entre les méthodes et la rigueur des règlements de protection de l'environnement au sein d'un même pays. Par conséquent, il n'est pas toujours possible de mettre la main sur des données comparables.

En raison de ces difficultés, il est très difficile de mener une comparaison exhaustive de la performance environnementale des industries liées aux ressources naturelles au Canada. Cette dernière section passe plutôt en revue certains rapports antérieurs faisant état du rendement des industries forestière, pétrolière et gazière. Aucun rapport comparatif international récent n'a été trouvé pour ce qui est de l'industrie minière. Compte tenu de la place centrale que l'on accorde aux changements climatiques dans les débats sur la protection de l'environnement, une section distincte porte sur des politiques économiques visant à réglementer les émissions de gaz à effet de serre.

174 Yale Center for Environmental Law & Policy and the Center for International Earth Science Information Network. 2014 Environmental Performance Index. <http://epi.yale.edu/epi>. Accessed December 10, 2014.

175 World Energy Council. 2014 Energy Trilemma Index. <http://www.worldenergy.org/data/trilemma-index/>. Accessed December 10, 2014.

176 Conference Board of Canada. How Canada Performs 2012: Environment. <http://www.conferenceboard.ca/hcp/details/environment.aspx>. Accessed December 10, 2014.

177 Forest Products Association of Canada. *How Canada Compares: International Review of Forest Policy and Regulation*. July 2004. <http://en.calameo.com/read/00012681467065a7e157c>

L'évaluation de la réglementation forestière internationale menée en 2004 par Ben Cashore du Center for Forestry de l'Université Yale est possiblement l'évaluation la plus exhaustive. Le chercheur s'est penché sur les régimes de réglementation des forêts de 38 territoires différents dans le monde, dont quatre provinces canadiennes (la Colombie-Britannique, l'Ontario, l'Alberta et le Québec) et 14 États américains. Son étude portait sur un certain nombre de règlements dans l'optique d'en établir la rigueur sur le plan des mesures obligatoires plutôt que volontaires. Son rapport est considérablement détaillé¹⁷⁹.

Par rapport à toutes les formes de réglementation examinées dans le rapport, le Canada adopte des politiques et des règlements rigoureux. Bien que certaines améliorations soient possibles, le rapport conclut que le Canada applique un des régimes de réglementation les plus avancés de la planète.

D'égale importance, des provinces canadiennes – en particulier l'Ontario et la Colombie-Britannique – disposent des processus de contrôle de la conformité les plus complets de tous les territoires étudiés dans le cadre du rapport. Ce fut une conclusion clé étant donné que les territoires qui appliquent les règlements les plus contraignants sont généralement ceux où les taux de conformité sont les plus faibles. Des problèmes de stabilité politique, de corruption ou de contraintes budgétaires peuvent compliquer l'application de tels règlements et le portrait sur le terrain risque alors d'être très différent de ce que prévoit la réglementation¹⁸⁰.

Les normes de certification par une tierce partie deviennent un outil de gestion durable des forêts de plus en plus important. Pour obtenir la certification en vertu de ces normes, les sociétés forestières doivent présenter des plans, des procédures et des systèmes qui respectent certaines exigences. Le rendement sur le terrain est surveillé et vérifié par des sociétés externes et évalué en fonction de critères prédéfinis. Les rapports de vérification doivent être rendus publics¹⁸¹. À l'heure actuelle, le Canada est le chef de file mondial en matière de certification par une tierce partie ; le pays abrite 40 % des forêts certifiées de la planète¹⁸².

Principaux aspects de la réglementation sur la durabilité du secteur forestier

Quelques conclusions clés du rapport Cashore :

Réglementation des zones à proximité de l'eau

Le Canada a adopté des règles obligatoires détaillant les zones tampons servant à protéger les forêts autour des voies d'eau, généralement considérées comme un élément fondamental d'une gestion durable des forêts.

Limites obligatoires de la superficie des coupes à blanc

Les quatre provinces canadiennes incluses dans l'étude ont fixé des limites obligatoires pour ce qui est de la superficie des coupes à blanc. Cette pratique n'est pas courante dans le cas des forêts de plantation aux États-Unis et en Amérique latine.

Routes

Le Canada et les États-Unis ont en place des règles similaires concernant le démantèlement de routes, mais ils sont les seuls territoires autres que l'Indonésie à avoir adopté une telle démarche.

Coupes annuelles permises

Le Canada a fixé des limites quant au nombre d'arbres pouvant être récoltés. En règle générale, les pays ayant des forêts de plantation ne précisent pas la coupe permise.

Reforestation

À l'instar de plusieurs territoires européens, le Canada impose des délais rigoureux en matière de reforestation.

178 Source for textbox: Forest Products Association of Canada. *How Canada Compares: International Review of Forest Policy and Regulation*.

179 Forest Products Association of Canada. *How Canada Compares: International Review of Forest Policy and Regulation*.

180 Forest Products Association of Canada. *How Canada Compares: International Review of Forest Policy and Regulation*.

181 Canadian Council of Forest Ministers. *Sustainable Forest Management in Canada: Canada: Embracing Third-Party Certification*. 2014. <http://www.sfmcanada.org/en/sustainable-forest-management/embracing-third-party-certification>. Accessed December 2, 2014.

182 Canadian Council of Forest Ministers. *Sustainable Forest Management in Canada: Canada: Embracing Third-Party Certification*.

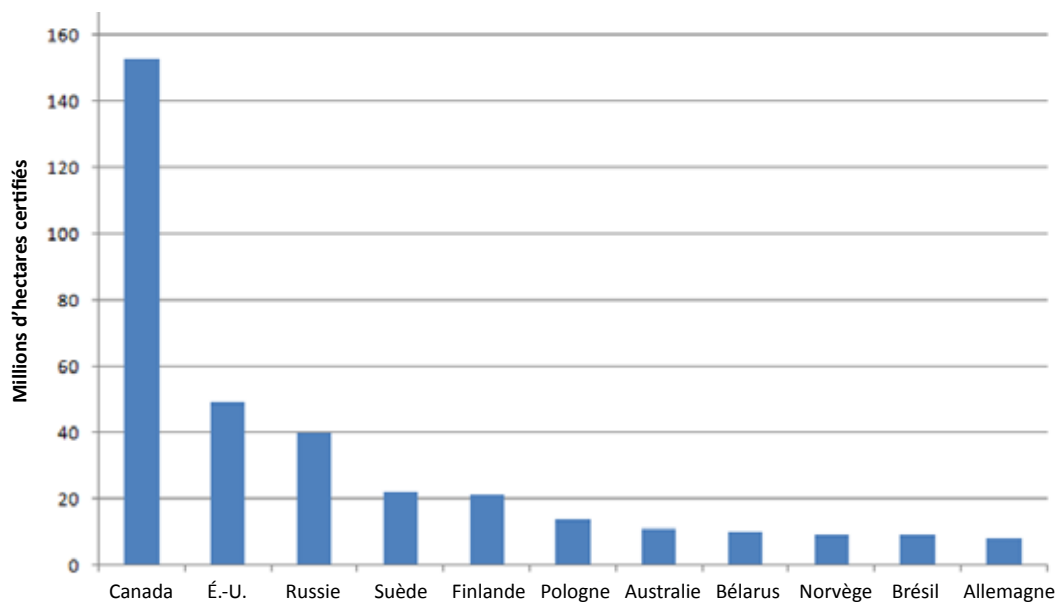


Figure 5.1 : Superficie des forêts certifiées par une tierce partie dans des pays sélectionnés (2013). Source : Conseil canadien des ministres des forêts.

Bien que la performance environnementale du Canada place ce dernier parmi les pires pays au classement général, le Conference Board du Canada le classe au deuxième rang sur 17 pays pairs en ce qui concerne l'intensité de l'utilisation des ressources forestières (définie comme la récolte réelle en pourcentage de la croissance annuelle). Au cours des dernières années, la récolte réelle au Canada s'est établie à 44 % de la croissance annuelle, comparativement à une moyenne de 56 % au sein de l'OCDE¹⁸³. Bien que le Canada ne se soit classé qu'au 15^e rang sur 17 quant à l'évolution de sa couverture forestière, ce résultat s'explique en bonne partie par le fait qu'après des siècles de déforestation, les pays européens travaillent activement à reconstituer leur couverture forestière alors que celle du Canada est demeurée relativement stable au cours des dernières décennies¹⁸⁴.

Entente sur la forêt boréale

En 2010, 21 grandes sociétés canadiennes de produits forestiers et 9 des principales organisations non gouvernementales de l'environnement ont signé l'Entente sur la forêt boréale canadienne (EFBC). L'EFBC est un ambitieux accord de collaboration pluriannuel qui fixe six objectifs stratégiques en matière de durabilité écologique et économique. Couvrant un territoire de trois fois la taille du Royaume-Uni, l'EFBC représente le plus important accord de conservation de l'histoire, ayant réuni des groupes industriels et écologistes dans l'atteinte d'objectifs communs. En quatre ans, l'accord a connu des ennuis, dont un progrès particulièrement lent dans l'établissement d'un réseau d'aires protégées et le rétablissement d'espèces en péril. Néanmoins, l'EFBC représente une importante expérience dans le cadre d'un nouveau paradigme pour une gestion des ressources qui tient compte de préoccupations environnementales et économiques.

183 Conference Board of Canada. *How Canada Performs 2012: Use of Forests Resources*. <http://www.conferenceboard.ca/hcp/details/environnement/use-of-forest-resources.aspx> Accessed December 12, 2014.

184 Conference Board of Canada. *How Canada Performs 2012: Use of Forests Resources*.

PÉTROLE ET GAZ

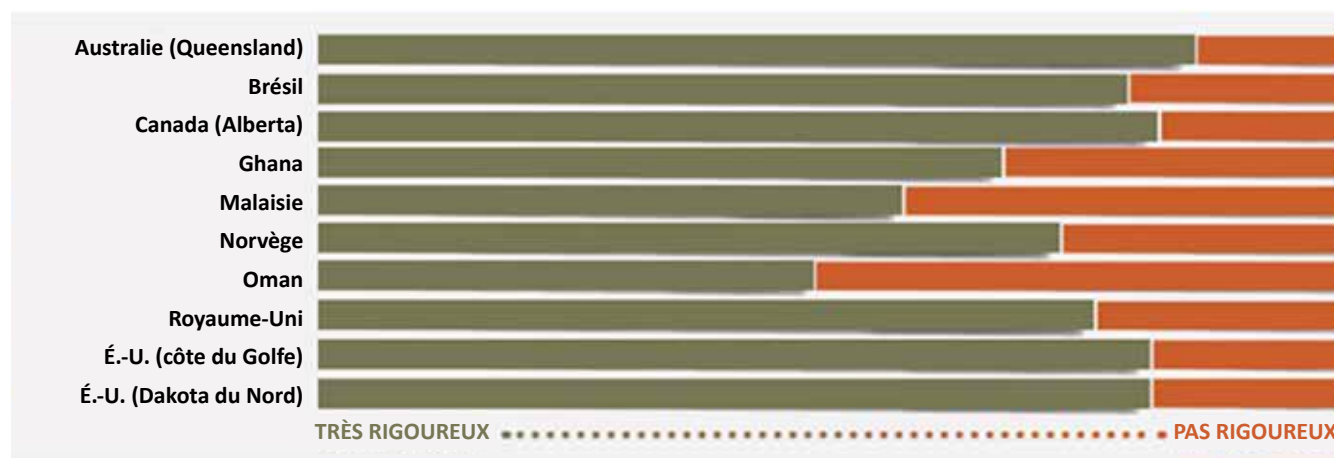


Figure 5.2 : Rigueur des lois en matière de protection de l'environnement en vigueur dans diverses régions productrices de pétrole. Source : Worley Parsons.

En 2014, la firme Worley Parsons a été mandatée par l'Association canadienne des producteurs pétroliers afin de comparer le régime de réglementation applicable à l'industrie du pétrole et du gaz de l'Alberta à celui de diverses régions productrices de pétrole sur le globe. L'étude a porté sur la rigueur des lois en matière de protection de l'environnement, la transparence du système et des règles de conformité en place dans dix territoires sélectionnés en raison de leur similitude aux niveaux d'activité, à la gouvernance et à la maturité de l'industrie albertaine.¹⁸⁵ Le rapport conclut que le régime de réglementation de l'Alberta figure parmi les plus rigoureux en place dans les dix territoires en question. L'évaluation a porté notamment sur les facteurs suivants :

- Les exigences en matière d'approbation de projets ;
- Les délais et les coûts d'obtention d'une approbation ;
- Le nombre d'organismes de réglementation passant les demandes en revue ;
- Les possibilités offertes au public d'examiner et de commenter ;
- Les exigences en matière de surveillance ;
- Le renouvellement des permis d'exploitation d'installations ;
- L'évaluation des effets cumulatifs ;
- La planification de la fermeture ;
- Les exigences en matière de démantèlement ;
- Les exigences gouvernementales en matière de sécurité.



185 Worley Parsons. *An International Comparison of Leading Oil and Gas Producing Regions: Environmental Regulation*. 2014.

	AUS	BRÉ	CAN (AB)	GHA	MAL	NOR	OMN	R.-U.	É.-U. (Dakota du Nord)	É.-U. (Golfe)
Légende ■ Oui ■ Non										
Le gouvernement exige-t-il que certains projets de développement précis fassent l'objet d'une évaluation des répercussions environnementales ?	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Les parties intéressées ont-elles la possibilité d'examiner et de commenter des demandes aux autorités réglementaires ?	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
La surveillance de l'environnement et la présentation de rapports sont-elles obligatoires durant les opérations ?	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Un plan de gestion environnementale des opérations est-il exigé et doit-il être approuvé par l'autorité réglementaire ?	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Les effets cumulatifs sont-ils surveillés ?	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Des exigences de surveillance continue sont-elles en place ?	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
La réglementation stipule-t-elle des mesures obligatoires de remise en état des sites en fin de projet ?	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Le gouvernement délivre-t-il des certificats de remise en état ?	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Existe-t-il des exigences en matière de caution ou de sécurité financière quant aux responsabilités en fin de projet ?	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Le gouvernement a-t-il en place un programme de remise en état d'installations et de puits abandonnés en cas de manquement de la part de l'exploitant ?	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Le tableau ci-dessus présente certaines des questions posées dans le cadre de l'évaluation, ainsi que les territoires qui avaient mis en place chacune des mesures de durabilité environnementale. La rigueur des règlements albertains en matière de protection environnementale se comparait favorablement à ceux d'autres pays industrialisés comme l'Australie et la Norvège. Les règles albertaines en matière de conformité et de transparence ont été jugées les plus rigoureuses de l'ensemble des pays, provinces et États examinés dans le cadre du rapport¹⁸⁶.

186 Worley Parsons. *An International Comparison of Leading Oil and Gas Producing Regions: Environmental Regulation*. 2014.

ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

La réglementation des émissions de gaz à effet de serre représente souvent une mesure importante de l'engagement d'un pays, d'une province ou d'un État à l'égard de la réglementation environnementale. Le retrait du Canada du Protocole de Kyoto, un accord-cadre international en matière de réglementation sur les changements climatiques, et l'échec du gouvernement fédéral à réglementer les émissions de GES à l'extérieur des secteurs de l'électricité et des transports ont nui à la réputation de chef de file en matière d'environnement dont jouissait le Canada. Cependant, dans le cas d'une fédération où la mise en valeur des ressources naturelles relève principalement des provinces, un examen de ce qui se fait à l'échelle fédérale ne donne pas un portrait assez juste du progrès réalisé au Canada à cet égard. Certaines des principales provinces canadiennes productrices de ressources naturelles figurent parmi les chefs de file nord-américains en matière de réglementation sur les émissions de gaz à effet de serre.

Le tableau suivant dresse la liste des politiques sur les changements climatiques en place dans diverses provinces canadiennes et divers États américains ainsi qu'en Australie, en Norvège et en Russie (de grands producteurs de diverses ressources naturelles).



TERRITOIRE	PRINCIPALES RESSOURCES NATURELLES PRODUITES ¹⁸⁸	LES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE SONT-ELLES RÉGLEMENTÉES À L'ÉCHELLE DE L'ENSEMBLE DE L'ÉCONOMIE ?
CANADA (fédéral) 	Premier exportateur mondial de produits forestiers, un des principaux pays miniers du monde, produisant plus de 60 minerais et métaux, et important producteur mondial de pétrole et de gaz.	NON. Le gouvernement fédéral réglemente les émissions de GES des véhicules routiers légers et lourds ainsi que des centrales électriques au charbon, mais il tarde toujours à réglementer l'industrie du pétrole et du gaz ainsi que d'autres industries liées aux ressources naturelles.
Colombie-Britannique 	Principal producteur canadien de bois rond, 2 ^e producteur national de gaz naturel, 4 ^e producteur national de minerais.	OUI. Une taxe sur le carbone de 30 \$ par tonne d'équivalent CO ₂ est perçue sur tous les achats de carburant dans la province, y compris auprès des producteurs de produits miniers ou forestiers et des producteurs de gaz naturel.
Alberta 	Produit 80 % du pétrole et du gaz au Canada, 3 ^e producteur en importance de bois rond au pays.	OUI. Les émissions de GES des installations émettant plus de 100 000 tonnes de carbone annuellement sont réglementées. Ces installations ont la possibilité de payer des droits de 15 \$ par tonne de CO ₂ au-delà des limites réglementées.
Saskatchewan 	Troisième producteur canadien de minerais, 2 ^e producteur de pétrole.	NON. La Saskatchewan élabore actuellement une politique sur les GES similaire à celle de l'Alberta.
Ontario 	Quatrième producteur de bois rond, 1 ^{er} producteur de minerais au Canada.	NON. L'Ontario envisage un système de plafonnement et d'échange et a fermé toutes les centrales électriques au charbon dans la province.
Québec 	Deuxième producteur canadien de minerais et de bois rond.	OUI. Un système de plafonnement et d'échange s'applique aux entreprises qui émettent 25 000 tonnes métriques ou plus d'équivalent CO ₂ par année. Un système d'échange de permis avec la Californie est également en place.
ÉTATS-UNIS (fédéral) 	Premier producteur mondial de bois rond industriel et de gaz naturel, 3 ^e producteur mondial de pétrole et important producteur de plusieurs minerais	NON. Le gouvernement fédéral adopte des règlements applicables aux centrales électriques au charbon, mais il n'a toujours pas mis en œuvre des règlements applicables directement à l'industrie du pétrole et du gaz ou à d'autres industries liées aux ressources naturelles.
Arizona 	Deuxième producteur de minerais en importance aux États-Unis.	NON.

188 Sources for information on resources: U.S. Energy Information Administration, Canadian Association of Petroleum Producers, U.S. Geological Survey, United Nations Food and Agriculture Organization.

Californie 	Troisième producteur de pétrole brut aux États-Unis et important producteur de plusieurs minerais.	OUI. La Californie a en place un système de plafonnement et d'échange qui s'applique aux entreprises qui émettent 25 000 tonnes métriques ou plus d'équivalent CO ₂ par année.
Nevada 	Premier producteur de minerais aux États-Unis.	NON.
Dakota du Nord 	Deuxième producteur de pétrole brut aux États-Unis.	NON.
Texas 	Premier producteur de pétrole et de gaz aux États-Unis (34 % de la production nationale de pétrole).	NON.
AUSTRALIE 	Important producteur de plusieurs minerais importants, dont le charbon, le fer et le bauxite et 3 ^e exportateur de gaz naturel liquéfié (GNL) en importance en 2013.	NON. Une taxe sur le carbone à l'échelle de l'économie a été abrogée en 2014.
NORVÈGE 	Troisième producteur mondial de gaz naturel et 12 ^e exportateur mondial de pétrole brut.	OUI. La Norvège impose une taxe sur le carbone pour le carburant utilisé dans la production de pétrole et l'extraction de gaz naturel. Cette taxe est d'environ 70 \$US par tonne de CO ₂ .
RUSSIE 	Premier exportateur mondial de bois rond industriel, 2 ^e producteur mondial de gaz naturel et 3 ^e producteur mondial de pétrole brut.	NON.

6. CONCLUSION

Le Canada est un chef de file mondial de la production d'une incroyable diversité de produits issus de ressources naturelles. Une des plus importantes contributions que le Canada peut faire à la durabilité écologique mondiale consiste à fournir ces matières premières d'une façon qui minimise leurs effets sur la terre, l'eau et l'atmosphère. Ce rapport a examiné en détail les industries de la foresterie, des mines, du pétrole et du gaz, étudié les indicateurs des mesures que prennent ces industries aujourd'hui et présenté quelques-unes des solutions pouvant contribuer à leur rendement futur.

À certains égards, le rendement ne progresse pas assez rapidement. C'est notamment le cas de la gestion des résidus par les industries des sables bitumineux et de l'exploitation minière. Cependant, à d'autres égards, un net progrès a été réalisé et les avancées technologiques permettent d'entrevoir des rendements futurs encore plus prometteurs. Ce qui ressort de ce rapport est un sentiment évident que le secteur et les gouvernements prennent ces problèmes au sérieux et adoptent de nouvelles technologies, pratiques et règles qui sont égales, voire supérieures dans certains cas, à celles d'autres nations productrices de ressources naturelles.

Nombre de Canadiens seront d'avis que, lorsqu'il est question de protéger l'environnement, le meilleur de ce qui se fait dans le monde ne suffit tout simplement pas. La Chambre de commerce du Canada recommande plusieurs mesures qui aideraient le gouvernement fédéral à soutenir l'amélioration continue de la performance environnementale des industries liées aux ressources naturelles du Canada :

- Mettre en œuvre une démarche d'atténuation des changements climatiques qui est axée sur le marché pour l'ensemble de l'économie, incluant tous les émetteurs et les puits de gaz à effet de serre ;
- Parmi les grands défis dont il faut faire face au cours des prochaines années, le Canada devrait porter attention sur les questions de gestion de l'eau en introduisant une stratégie nationale de l'eau élaborée en concertation avec les intervenants pertinents.
- Le développement technologique et l'innovation sont essentiels pour améliorer les effets environnementaux de l'industrie. Le soutien pour la recherche et le développement et la commercialisation des nouvelles approches devraient rester une priorité du gouvernement.

Pour plus de renseignements, communiquer avec :

Katrina Marsh | Directrice, Politiques des ressources naturelles et de l'environnement | 613.238.4000 (223) | kmarsh@chamber.ca

*La préparation de ce document a été rendue possible grâce
au soutien généreux de nos commanditaires*

Diamant



ASSOCIATION OF CONSULTING
ENGINEERING COMPANIES | CANADA
ASSOCIATION DES FIRMES
D'INGÉNIEURS-CONSEILS | CANADA



Platine

HALLIBURTON



YAMANAGOLD

Or

ConocoPhillips Canada
EDI - Environmental Dynamics Inc.
PotashCorp
Progress Energy Canada Ltd.
TimberWest Forest Corp.
TransCanada Corporation
Valero Energy Inc.

OTTAWA

420 - 360 rue Albert
Ottawa, ON
K1R 7X7

☎ 613.238.4000
☎ 613.238.7643

TORONTO

901 - 55 avenue University
Toronto, ON
M5J 2H7

☎ 416.868.6415
☎ 416.868.0189

MONTRÉAL

560-999 boulevard de
Maisonneuve ouest
Montréal, QC
H3A 3L4

☎ 514.866.4334
☎ 514.866.7296

CALGARY

PO Box 38057
Calgary, AB
T3K 5G9

☎ 403.271.0595
☎ 403.226.6930

LA CHAMBRE DE COMMERCE DU CANADA
THE CANADIAN CHAMBER OF COMMERCE



Chamber.ca