

De : Frederic.Dube@mrn.gouv.qc.ca [Frederic.Dube@mrn.gouv.qc.ca]

Date d'envoi : 16 avril 2014 13:09

À : Harvey, Marie-Josée (BAPE)

Cc : Renaud.Patry@mrn.gouv.qc.ca; Pascal.Perron@mrn.gouv.qc.ca

Objet : Dépôt d'un document

Bonjour Mme Harvey,

Par la présente, le ministère des Ressources naturelles (MRN) souhaite déposer auprès de la commission d'enquête du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement sur les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses terres du Saint-Laurent une étude réalisée dans le cadre des travaux du Comité de l'EES sur le gaz de schiste. Il s'agit de :

- Étude EC2-5 - Inventaire des technologies et des mesures susceptibles de réduire les risques et les externalités (impacts) associés au développement de la filière du gaz de schiste.

Vous trouverez en pièce jointe au présent courriel l'étude en question. Conformément aux directives de la commission, le MRN vous déposera également cette étude en 7 copies papier.

Salutations,

Frédéric Dubé

Direction du bureau des hydrocarbures

Ministère des Ressources naturelles

(418) 627-6385 poste 8168

frederic.dube@mrn.gouv.qc.ca<mailto:frederic.dube@mrn.gouv.qc.ca>

Étude • EC2-5

Inventaire des technologies et des mesures susceptibles de réduire les risques et les externalités (impacts) associés au développement de la filière des gaz de schiste

Préparée pour le :

Comité de l'évaluation environnementale
stratégique sur les gaz de schiste,
ministère du Développement durable, de
l'Environnement, de la Faune et des Parcs

À l'attention du Bureau de coordination
sur les évaluations stratégiques
675, boulevard René-Lévesque Est
Québec (Québec) G1R 5V7

Soumis par le :

Groupe de travail du ministère des Ressources naturelles
Direction du bureau des hydrocarbures

Mars 2014

Risques	Mesures d'atténuation proposées	Comparaison avec d'autres administrations
SECTION 1 : RISQUES RELIÉS À LA CONTAMINATION DE L'EAU		
Contamination de l'eau potable	<p>Mesure 1.01</p> <p>Rendre la divulgation des intrants utilisés pour la fracturation hydraulique obligatoire et mentionner leur concentration aux instances gouvernementales</p>	<p>États-Unis : Une liste sur les produits utilisés doit être fournie après le forage. http://www.propublica.org/article/40-acres-and-a-rule-draft-federal-fracking-regs-cover-only-a-silver-of-land</p> <p>Colorado : La divulgation des intrants doit se faire dans les deux mois sur le site indépendant FracFocus.org http://www.foxnews.com/us/2012/01/05/colorado-takes-lead-in-fracking-regulation/?test=latestnews?test=latestnews</p> <p>Texas : L'opérateur doit communiquer la liste des additifs chimiques qu'il a utilisés aussitôt que possible, sans dépasser 15 jours après la fracturation hydraulique. http://info.sos.state.tx.us/pls/pub/readlac\$ext.TacPage?si=R&app=9&p_dir=&p_rloc=&p_lloc=&p_ploc=&pg=1&p_fac=&ti=16&pt=1&ch=3&rl=29</p> <p>Les autres États dont les lois rendent la publication des additifs chimiques obligatoire sont le Wyoming, la Pennsylvanie, l'Arkansas, le Nouveau-Mexique, le Montana, la Virginie-Occidentale, l'Idaho et le Dakota du Nord. http://fracfocus.org/chemical-use/chemicals-public-disclosure http://www.rf.org/centers/energy_economics_and_policy/Documents/Shale_Maps/shale_maps_master.pdf (p. 16)</p> <p>Alberta : Les compagnies doivent transmettre au gouvernement la composition des fluides utilisés. <i>(The National Post, 13 juin 2012)</i></p> <p>ACPP : L'Association considère que les entreprises devraient publier sur leur site ou sur le site d'un tiers les produits chimiques utilisés dans le fluide de fracturation, leur concentration et la concentration de leurs composants, leur fonction respective et leur nom commercial. http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=202396&DT=NTV</p>
	<p>Mesure 1.02</p> <p>Limiter l'utilisation des additifs chimiques dans les liquides de fracturation selon les risques évalués</p>	<p>New York : Les opérateurs doivent considérer des solutions de recharge qui permettent d'utiliser moins d'additifs chimiques lors du processus de fracturation hydraulique. (SGEIS de New York)</p> <p>ACPP : L'Association recommande d'évaluer les risques associés à chaque additif utilisé et d'élaborer un plan énumérant les mesures qui seront entreprises pour réduire ou éliminer ces risques. http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=202397&DT=NTV</p> <p>Des compagnies ont innové en suggérant des composés écologiques pour remplacer les produits chimiques normalement utilisés dans le processus de fracturation hydraulique. http://www.halliburton.com/ps/Default.aspx?navid=93&pageid=4184&prodid=PRN%3a%3aKWTFB215&TOPIC=HydraulicFracturing</p>
	<p>Mesure 1.03</p> <p>Utiliser un fluide non toxique lors du forage d'un puits jusqu'à ce que les sources d'eau potable soient isolées</p>	<p>Colombie-Britannique : Aucun fluide de forage toxique ne peut être utilisé avant qu'un expert ait démontré que toutes les strates poreuses qui sont à moins de 600 m du niveau du sol et qui contiennent une source d'eau potable soient isolées des fluides de forage. http://www.bclaws.ca/EPLibraries/bclaws_new/document/ID/freeside/282_2010#section18</p> <p>Nouveau-Brunswick : L'opérateur du puits doit utiliser de l'air, de l'eau douce, un produit à base d'eau douce ou un autre fluide de forage approuvé par le régulateur durant le forage d'un puits jusqu'à ce que le trou de surface ait été foré et que toutes les strates poreuses qui contiennent de l'eau souterraine non saline aient été isolées du fluide de forage par la cimentation du coffrage de surface. http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf</p> <p>Alberta : Avant que tout fluide autre que de l'eau potable soit injecté dans une formation souterraine par un puits, le titulaire de permis doit :</p> <ol style="list-style-type: none"> assurer l'étanchéité du puits jusqu'au plus près possible de la surface remplir l'espace entre le tubage et le coffrage avec un liquide non corrosif, inhibiteur de corrosion. http://www.gp.alberta.ca/documents/Regs/1971_151.pdf

Risques	Mesures d'atténuation proposées	Comparaison avec d'autres administrations
Contamination de l'eau potable	<p>Mesure 1.04 Interdire l'utilisation du diesel comme additif à l'eau lors du forage de la fracturation d'un puits. Une dérogation pourrait être accordée lorsque des formations géologiques particulières sont rencontrées</p>	<p>EPA : L'Agence a récemment signé un accord avec trois compagnies majeures de l'industrie afin d'éliminer le diesel des fluides de fracturation hydraulique. http://www.epa.gov/oqwdw/uic/pdfs/cbmstudy_attach_uic_ch04_hyd_frac_fluids.pdf</p> <p>Canada : Certaines compagnies se sont publiquement engagées à éliminer l'utilisation du diesel comme additif dans leurs fluides de fracturation. http://www.talisman-ergy.com/upload/media_element/20120327221403/Talisman_ShaleGasPrinciples-French.pdf</p>
	<p>Mesure 1.05 Installer des puits d'observation comme dispositif de surveillance</p>	<p>ACPP : L'Association recommande de faire des puits de surveillance de la qualité de l'eau souterraine et d'équiper chaque puits d'un enregistreur de données ou de tout autre moyen pour exercer une surveillance régulière du niveau d'eau. http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=202398&DT=NTV</p> <p>Michigan : L'État exige l'installation d'un puits d'observation s'il y a une source d'approvisionnement en eau potable à moins de 400 m du puits. Le Département of Environmental Quality of Michigan (DEQ) n'autorisera pas l'utilisation d'eau pour la fracturation hydraulique si cela est susceptible d'avoir un impact négatif significatif sur les sources d'eau souterraine et de surface. http://www.michigan.gov/documents/deq/Hydrofrac-2010-08-13_331787_7.pdf</p> <p>Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (RPEP du MDDEFP) : Le responsable d'une installation doit aménager au moins trois puits d'observation des eaux souterraines avant d'entreprendre les travaux d'aménagement d'une installation. Les puits doivent être situés à moins de 100 m des limites de l'installation à aménager, l'un devant être en amont hydraulique et les deux autres en aval. http://www.mddefp.gouv.qc.ca/eau/prelevements/reglement-prelevement-protection.pdf</p>
	<p>Mesure 1.06 Prélever des échantillonnages d'eau avant, pendant et après le forage et la fracturation</p>	<p>IEA : L'Agence préconise de réduire les risques sur l'environnement, en particulier sur la qualité des eaux souterraines, en procédant à des tests avant de commencer les activités de forage et en exerçant une surveillance tout au long des opérations. http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebsite/2012/goldenrules/WEO2012_GoldenRulesReport.pdf</p> <p>New York : L'État exige qu'un test sur la qualité de l'eau des puits privés soit fait avant le forage, à l'intérieur d'une distance spécifiée (entre 305 et 610 m autour de la plateforme de forage selon l'autorisation du propriétaire du terrain avoisinant). (SGEIS de New York)</p> <p>Nouveau-Brunswick : Les compagnies sont tenues de faire des analyses de référence de tous les puits d'eau potable situés en deçà d'une distance minimale de 200 m d'un emplacement de prospection sismique et de 500 m d'un lieu de forage, dans le cas de l'exploration pétrolière ou gazière, avant que les travaux ne puissent débuter. Il s'agit de distances minimales qui pourraient être augmentées selon la situation. http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf</p> <p>Pennsylvanie : La distance est de 305 m autour de la tête de puits. (<i>Hydraulic fracturing : risks and risk management</i>)</p> <p>ACPP : L'Association prévoit que les puits domestiques se trouvant à l'intérieur de 250 m de la tête de puits, ou à une distance prévue par la réglementation, subiront des essais avant l'extraction des gaz de schiste ou des gaz de formation imperméable. http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=202398&DT=NTV</p>

Risques	Mesures d'atténuation proposées	Comparaison avec d'autres administrations
Contamination de l'eau potable	<p>Mesure 1.07 Réinjecter les liquides de fracturation en profondeur si la formation géologique le permet</p>	<p>Alberta : La disposition ou le stockage de tout fluide, ou autre substance, dans des formations souterraines doit être accompagné d'un plan approuvé par le Conseil responsable du contrôle des ressources énergétiques et par le ministère de l'Environnement. http://www.ercb.ca/docs/requirements/actsregs/ogc_act.pdf</p> <p>Colombie-Britannique : Le détenteur de permis doit soumettre mensuellement la quantité de liquide injectée à la Commission, dans les 25 jours suivant le mois où l'injection a eu lieu. http://www.bclaws.ca/EPLibraries/bclaws_new/document/ID/freeside/282_2010#section18</p> <p>États-Unis : En 2011, l'Arkansas a voté une loi interdisant la réinjection des eaux usées dans la formation de Fayetteville après une série d'événements sismiques dans la région. En avril 2014, l'Ohio a suspendu les forages pour une période indéterminée au site près de Youngstown. L'Ohio exigera une surveillance de l'activité sismique comme condition de délivrance de tout nouveau permis de forages dans un périmètre de 4,8 km. http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/environnement/2014/04/11/005-ohio-shiste-seisme.shtml</p>
	<p>Mesure 1.08 Renforcer la réglementation sur les distances séparatrices entre un puits gazier/pétrolier et une source d'eau potable, une rivière et un réservoir</p>	<p>Nouveau-Brunswick : Des mesures particulières s'appliquent pour les réseaux municipaux d'approvisionnement en eau et les autres réseaux communs. La distance séparatrice en ce qui concerne les cours d'eau et les milieux humides réglementés est de 100 m pour la tête de puits et de 30 m pour les installations. La distance minimum doit par contre être de 250 m entre les réseaux d'approvisionnement et les plateformes d'exploitation. http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf</p> <p>New York : Les distances sont de 610 m pour un puits d'eau potable, une rivière ou un réservoir et de 152 m pour un aquifère primaire ou principal. http://www.dec.ny.gov/data/dmn/rdsgeisfull0911.pdf</p> <p>RPEP du MDDEFP : Il est interdit de procéder à un forage de recherche ou d'exploitation de pétrole ou de gaz naturel à 300 m mètres d'un prélèvement d'eau. http://www.protegeonsleau.gouv.qc.ca/</p> <p>États-Unis : Environ le tiers des États étudiés (neuf) avait une réglementation définissant une distance séparatrice minimale entre un puits et un cours d'eau. Six d'entre eux déterminaient une distance avec les sources d'approvisionnement en eau (de 107 à 610 m, avec une moyenne de 270 m). http://www.rff.org/centers/energy_economics_and_policy/Documents/Shale_Maps/shale_maps_master.pdf (p. 6)</p>
	<p>Mesure 1.09 Dresser un inventaire des aquifères importants potentiellement exploitables au moyen d'études hydrogéologiques et mettre des mesures en place pour assurer leur protection</p>	<p>New York : l'État a produit un inventaire des aquifères importants en les séparant en aquifères primaire et principal. Les têtes de puits ne sont pas permises à moins de 152 m d'une source primaire et il faut détenir un permis pour une aquifère principale. SGEIS de New York (Table 11.1 : <i>Summary of potential impacts and proposed mitigation measures</i>)</p>
Contamination des eaux de surface et souterraines par les eaux usées	<p>Mesure 1.10 Exercer une surveillance du transport des eaux usées</p>	<p>États-Unis : sur les États étudiés, 15 ne disposaient d'aucune réglementation de suivi du transport des eaux usées. Par contre, 16 utilisaient des permis, des dossiers de registre ou les deux afin de faire le suivi. http://www.rff.org/centers/energy_economics_and_policy/Documents/Shale_Maps/shale_maps_master.pdf (p. 20)</p>
	<p>Mesure 1.11 Exiger que les entreprises produisent un plan de gestion des déversements (un plan de mesures d'urgence) pour nettoyer les sites en cas de fuites</p>	<p>New York : L'État exige une intervention conforme au Storm Water Pollution Prevention Plan (SWPPP) qui s'inspire du manuel du Best Management Practices (BMP) afin de contrôler et de nettoyer les déversements. Une équipe doit avoir été entraînée pour prévenir les fuites et procéder au nettoyage si cela se produit. (SGEIS de New York)</p> <p>Nouveau-Brunswick : L'opérateur du puits doit prévoir des plans pour prévenir, faire rapport et agir en cas de déversements et rapporter au régulateur toute activité inhabituelle ou tout incident qui pourrait représenter un risque pour la sécurité ou la santé publique ou pour l'environnement. http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf</p>

Risques	Mesures d'atténuation proposées	Comparaison avec d'autres administrations
Disponibilité de l'eau	<p>Mesure 1.12 Purifier les eaux usées directement sur le site afin d'en faire une réutilisation optimale</p>	<p>AIE : L'Agence recommande d'améliorer la disposition des fluides de sorte que le stockage et les réservoirs de réparation remplacent les bassins de rétention à ciel ouvert (<i>closed-loop system</i>) afin de réduire le risque de déversement d'eaux usées durant le forage. http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebsite/2012/goldenrules/WEO2012_GoldenRulesReport.pdf</p> <p>Nouveau-Brunswick : Le gouvernement exige l'utilisation de systèmes à boucle fermée sans fosse pour la gestion du fluide de forage. http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf</p> <p>Des compagnies ont mis au point des procédés de traitement des eaux usées pour qu'elles puissent être réutilisées sur le site. http://www.halliburton.com/ps/Default.aspx?navid=2427&pageid=4975 http://www.epa.gov/hfstudy/09_Mantell_-_Reuse_508.pdf</p>
	<p>Mesure 1.13 Utiliser du CO2 comme alternative à la fracturation à l'eau</p>	<p>Wyoming : Permet la fracturation avec du CO2. Leur réseau de pipelines de CO2 rend cette technique économiquement viable dans leur État.</p>
	<p>Mesure 1.14 Forage au câble abrasif (<i>slot drill method</i>)</p>	<p>Cette méthode n'a jamais été utilisée sur le terrain.</p>
	<p>Mesure 1.15 Utiliser du propane liquéfié comme alternative à l'utilisation de l'eau pour la fracturation</p>	<p>GasFrac : Méthode utilisée dans plus de 1000 fractures sur plus de 400 puits en Colombie-Britannique, en Alberta et au Texas. Le Colorado, le Nouveau-Brunswick et l'Ohio ont également fait quelques essais sur leur territoire. http://www.gasfrac.com/operator-advantages.html</p> <p>Ohio : L'État tente de promouvoir cette solution pour remplacer la fracturation hydraulique dans le Shale d'Utica afin de voir son potentiel.</p>
	<p>Mesure 1.16 Utiliser de l'azote comme alternative à la fracturation à l'eau</p>	<p>Devonian Shale : Des fracturations à l'azote sont couramment utilisées. La formation a une perméabilité faible et une sensibilité à l'eau, en faisant un bassin propice à l'emploi du N2. http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetroreview?id=00051067</p>
	<p>Mesure 1.17 Développer un plan de gestion de l'eau potentiellement exploitable</p>	<p>Nouveau-Brunswick : Des recommandations ont été formulées en se basant sur une hiérarchie des sources d'eau possiblement exploitables. http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf</p> <p>Colombie-Britannique : Il est recommandé qu'un ministère ait la responsabilité de réunir les connaissances nécessaires et de prévoir les ressources en eau potable pour pouvoir planifier et contrôler son utilisation par les différents types d'usagers. La divulgation de la quantité d'eau utilisée par ceux-ci devrait être obligatoire. http://www.ihqeds.ulaval.ca/14501.html?&no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=696&tx_ttnews%5Bcat%5D=132</p> <p>Pennsylvanie : L'opérateur d'un puits qui pollue une source d'eau publique ou privée ou qui en diminue le débit/volume doit restaurer ou remplacer cette source par une source alternative adéquate en qualité ou en quantité. Comme le débit des eaux est souvent peu documenté et rarement mesuré, les impacts sur la quantité en eau devront être examinés par un inspecteur ou prouvés par le propriétaire de la source. http://www.cce.cornell.edu/EnergyClimateChange/NaturalGasDev/Documents/PDFs/marcellus_regulations_fact_sheet%5B1%5D.pdf</p>
	<p>Mesure 1.18 Établir une liste des municipalités et des usines prêtes à recevoir les eaux usées de l'industrie</p>	<p>Gastem recommande d'établir une liste, certifiée par le MDDEFP, des municipalités prêtes à accepter l'eau de fracturation et des installations qui ont la capacité de traiter cette eau. Documents déposés, rapport du BAPE, DM 168,1</p>

Risques	Mesures d'atténuation proposées	Comparaison avec d'autres administrations
<p>Mauvaise construction ou gestion inadéquate des équipements de rétention des eaux usées</p>	<p>Mesure 1.19 Renforcer la réglementation sur les bassins de rétention</p>	<p>NRDC : Le Conseil estime que les États ne devraient pas autoriser le stockage ou la disposition des eaux usées issues de l'industrie des gaz de schiste dans des bassins de rétention à ciel ouvert. L'eau de reflux et l'eau produite devraient être collectées directement au puits et recyclées ou transportées vers l'emplacement prévu pour s'en débarrasser. Dans le cas où le stockage est nécessaire, on devrait utiliser des réservoirs fermés. http://www.nrdc.org/energy/files/Fracking-Wastewater-IssueBrief.pdf</p> <p>Nouveau-Brunswick : Les réservoirs de stockage, les bateaux et les conteneurs d'une installation de pétrole et de gaz (y compris les mélanges liquides), ou de stockage et les aires de repos doivent obligatoirement être équipés d'un espace de confinement secondaire. Tous les réservoirs de stockage doivent être adaptés à l'usage prévu et conçus conformément aux normes établies par Underwriters Laboratories ou l'American Petroleum Institute ou à d'autres normes applicables. http://www2.qnb.ca/content/dam/qnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf</p> <p>Colombie-Britannique : Les bassins de rétention doivent être à plus de 100 m d'une source d'eau et 200 m d'un puits d'eau potable. La hauteur maximale de ces bassins ne doit pas atteindre un mètre sous la surface. Le temps maximum où les eaux peuvent rester dans les bassins est de 90 jours. http://www.bclaws.ca/EPLibraries/bclaws_new/document/ID/freeside/282_2010#section18</p> <p>New York : Des réservoirs fermés doivent être utilisés pour toute eau de reflux provenant des gaz de schiste. Le temps maximum où les eaux peuvent rester dans les bassins est de 45 jours. (SGEIS de New York [Table 11.1 : Summary of potential impacts and proposed mitigation measures])</p>
	<p>Mesure 1.20 Réglementer le type de membrane autorisé sur la plateforme de forage</p>	<p>Certaines compagnies ont développé des membranes recyclables et réutilisables. http://tribune-democrat.com/vision_2012/x192352511/Blair-County-company-develops-recyclable-movable-well-pad-liner/print http://www.albertsspraysolutions.com/primary-containment.php</p> <p>Nouveau-Brunswick : L'opérateur du puits doit soumettre le design de la plateforme de forage au régulateur pour révision et approbation. Le design et la construction de la plateforme doivent comprendre des mesures pour prévenir la migration de contaminants potentiels vers le sol durant le forage et la fracturation hydraulique. Ces mesures, bien qu'elles ne s'y limitent pas, incluent un espace de confinement secondaire. http://www2.qnb.ca/content/dam/qnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf</p>

Risques	Mesures d'atténuation proposées	Comparaison avec d'autres administrations
SECTION 2 : RISQUES RELIÉS À LA QUALITÉ DE L'AIR		
Émission de gaz à effet de serre	<p>Mesure 2.01 Contrôler les fuites de méthane</p>	<p><u>EPA</u> : L'Agence propose d'exiger la complétion écologique pour contrôler les émissions de tous les puits d'exploitation qui utilisent la fracturation hydraulique.</p> <p><u>Règlements aux États-Unis</u> : Le Colorado exige une complétion écologique pour chaque puits foré lorsque cela est économiquement et techniquement faisable.</p> <p><u>Le Texas</u> exige une complétion écologique pour tous les puits qui fournissent un marché à proximité du site et pour tous les puits fermés dont le gaz est conservé, sauf si le l'opérateur peut démontrer que cela mettrait un travailleur ou la population en danger.</p> <p><u>Le Montana</u> exige que les composés organiques volatiles (COV) avec plus de 500 BTU/pi3 de la tête de puits ayant un potentiel d'émission supérieur à 15 tonnes par an soient brûlés à la torche ou acheminés vers un pipeline pour être ventilés.</p> <p><u>Le Wyoming</u> exige une complétion pour le Jonah-Pinedale Anticline Development (JPAD) ainsi que pour toutes les aires de développement concentrées de gaz. http://www.nrdc.org/energy/files/Leaking-Profits-Report.pdf</p>
	<p>Mesure 2.02 Exiger l'utilisation d'appareils électriques ou écologiques partout où cela est possible sur le site</p>	<p><u>AIE</u> : Selon l'Agence, les opérateurs devraient considérer les avantages qu'il y a à utiliser les véhicules et les équipements les plus propres possibles, par exemple, des véhicules électriques et des moteurs de forage fonctionnant au gaz, afin de réduire la pollution atmosphérique et sonore locale. http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/WEO2012_GoldenRulesReport.pdf</p> <p><u>Secretary of Energy Advisory Board</u> : Le sous-comité recommande que les appareils fonctionnant au diesel soient remplacés par des appareils électriques ou au gaz naturel. Cela réduirait considérablement les émissions de GES. http://www.wqpmag.com/hydrofracturing-environment</p> <p><u>Nouveau-Brunswick</u> : L'opérateur du puits doit considérer des solutions de remplacement au diesel pour l'alimentation des instruments en énergie. (ex. : électricité, gaz naturel) aux endroits où ces solutions sont disponibles. http://www2.qnb.ca/content/dam/qnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf</p>
	<p>Mesure 2.03 Installer des stations de suivi de la qualité de l'air sur les sites de forage</p>	<p><u>Texas</u> : La Texas Commission on Environmental Quality a installé des stations de suivi de la qualité de l'air et créé des programmes destinés à implanter dans l'industrie des mesures pour réduire les émissions de contaminants dans les secteurs problématiques. Cette commission prévoit modifier sa réglementation afin d'obliger l'industrie à faire ses propres suivis pour corriger rapidement toute situation posant un problème de qualité de l'air. http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape273.pdf (p.147-148)</p> <p><u>New-York</u> : L'État exige le développement d'un plan d'atténuation des impacts des émissions de GES ainsi que la mise en place d'un détecteur de fuites et d'un programme de réparation. Il préconise aussi la participation au Natural Gas STAR program. SGEIS de New-York (Table 11.1 : <i>Summary of potential impacts and proposed mitigation measures</i>)</p> <p><u>Nouveau-Brunswick</u> : L'opérateur de puits de gaz peut être tenu d'exercer une surveillance de la qualité de l'air des installations du site telle que déterminée par le régulateur. La décision de mettre cette exigence en pratique est fondée sur l'examen du régulateur en fonction des émissions de gaz dans l'air et de la modélisation obligation de surveillance du site. http://www2.qnb.ca/content/dam/qnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf</p>

Risques	Mesures d'atténuation proposées	Comparaison avec d'autres administrations
Émission de gaz à effet de serre	<p>Mesure 2.04 Raccorder tous les puits complétés à un réseau de collecte de gaz naturel le plus rapidement possible afin de minimiser le brûlage à la torchère</p>	<p>APGQ : L'Association propose d'éviter le brûlage à la torche pendant l'exploitation commerciale puisque les tests de production seront menés directement avec un gazoduc, lorsque possible. http://www.csn.qc.ca/c/document_library/get_file?uuid=a8b0ca1e-1b14-4e01-a4c2-19833f69b122&groupId=13943 (p. 161)</p> <p>AIE : L'Agence estime que les émissions de GES peuvent être réduites en éliminant la ventilation du gaz et en minimisant le torchage pendant la phase de complétion du puits. La meilleure pratique est de collecter et de vendre le gaz produit pendant la phase de complétion. Les autorités publiques devraient considérer la possibilité d'imposer des restrictions sur la ventilation du gaz et le torchage et promouvoir l'installation d'équipements qui minimiseraient les émissions. http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/WEO2012_GoldenRulesReport.pdf</p> <p>Nouveau-Brunswick : L'opérateur du puits doit veiller à ce que la ventilation du gaz ne soit pas considérée comme un élément de routine durant la complétion du puits. Si le gaz ne peut pas être capté, il doit être brûlé à la torchère ou incinéré. Le gaz doit également être acheminé le plus rapidement possible vers un système de collecte lorsque cela est faisable, afin d'éviter le brûlage à la torchère et la ventilation. http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf</p>
	<p>Mesure 2.05 Renforcer la réglementation sur les événements pour réduire la ventilation du gaz</p>	<p>Alberta : La sortie de l'événement doit avoir un diamètre minimum de 50 mm, être à 60 cm minimum du sol, et rejeter le gaz parallèlement au sol ou en direction de celui-ci. Il doit notamment avoir un débit égal ou supérieur à 300 mètres cubes par jour. http://www.ercb.ca/portal/server.pt/gateway/PTARGS_6_0_308_0_0_43/http%3BercbContent/publishedcontent/publish/ercb_home/industry_zone/rules_regulation_s_requirements/information_letters_interim_directives/interim_directives_id/id2003_01.aspx</p> <p>Nouveau Brunswick : La province se base sur les mêmes caractéristiques que l'Alberta pour juger si l'événement d'un puits rejette trop de gaz dans l'atmosphère. http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf</p>
	<p>Mesure 2.06 Exiger des redevances pour tout le méthane perdu ou incinéré</p>	<p>Dakota du Nord : Les opérateurs peuvent incinérer le gaz pendant une période d'un an. Après cette période, les opérateurs qui brûlent ou « perdent » du gaz, doivent payer une redevance sur la valeur du gaz brûlé au propriétaire de la ressource, dans ce cas, le propriétaire du terrain. https://www.dmr.nd.gov/oilgas/rules/rulebook.pdf</p> <p>Algérie : Le gaz incinéré est interdit. Le National Agency for the Development of Hydrocarbon Resources (NADHR) peut, à la demande de l'opérateur, émettre une autorisation exceptionnelle d'incinérer le gaz pour une période qui ne peut excéder 90 jours. L'opérateur, qui veut appliquer pour cette exception, doit payer environ 115 \$ par mètres cubes émis. Le NADHR est en charge de contrôler les quantités de gaz incinérés et doit s'assurer que l'opérateur paie la taxe. http://www.algeria.kpmg.com/fr/Documents/Guide%20Hydrocarbures%202007en.pdf</p>

Risques	Mesures d'atténuation proposées	Comparaison avec d'autres administrations
SECTION 3: RISQUES TECHNOLOGIQUES ET NATURELS		
Migration des gaz causée par une cimentation ou un coffrage défectueux	<p align="center">Mesure 3.01</p> <p>Réglementer davantage les tests de pression permettant de s'assurer de l'intégrité des puits avant qu'ils ne soient complétés</p>	<p>États-Unis : Un règlement oblige les compagnies à procéder à des tests de pression pour s'assurer que les puits peuvent supporter les hautes pressions de la fracturation hydraulique. http://www.propublica.org/article/40-acres-and-a-rule-draft-federal-fracking-regs-cover-only-a-sliver-of-land</p> <p>Texas : Toutes les cimentations et tous les tubages doivent être testés avec des pressions susceptibles d'être rencontrées durant l'exploitation. http://info.sos.state.tx.us/pls/pub/readtac\$ext.TacPage?si=R&app=9&p_dir=&p_rloc=&p_tloc=&p_ploc=&pg=1&p_tac=&ti=16&pt=1&ch=3&rl=13à</p> <p>Colombie-Britannique : Le détenteur de permis doit donner l'assurance aux autorités que son puits peut supporter sans danger les pressions susceptibles d'être rencontrées si une fuite est détectée, le détenteur de permis doit en aviser la Commission et procéder à la réparation dans les plus brefs délais. http://www.bclaws.ca/EPLibraries/bclaws_new/document/ID/freeside/282_2010#section18</p> <p>Nouveau-Brunswick : Les puits doivent être testés avec une pression interne supérieure d'au moins 10 % à la pression maximale anticipée. http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf</p> <p>ACPP : L'Association préconise de concevoir le tubage du puits de façon à ce qu'il puisse résister aux charges minimales et maximales anticipées au cours de la fra http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=202399&DT=NTV</p>
	<p align="center">Mesure 3.02</p> <p>Exiger l'utilisation de techniques éprouvées pour valider l'étanchéité de la cimentation comme méthode de vérification additionnelle</p>	<p>Certains États comme l'Alaska, le Michigan et l'Ohio utilisent une méthode de vérification additionnelle qui peut comprendre des diagraphies géologiques comme la diagraphie d'adhésivité du ciment (CBL) et la diagraphie en densité variable (VDL).</p>
	<p align="center">Mesure 3.03</p> <p>Exiger une double protection devant les aquifères et entre les formations rocheuses incompatibles</p>	<p>États-Unis : Seulement quatre États exigent que la cimentation atteigne la surface du sol. Cinq autres États demandent que la cimentation se fasse de manière à isoler le puits jusqu'à une hauteur dépassant les aquifères de surface.</p> <p>API : L'Institut recommande que lorsque la cimentation du coffrage intermédiaire ne va pas jusqu'au sommet, le minimum exigé devrait être qu'elle se situe au-dessus de toutes les sources d'eau souterraine exposées au trou de forage. http://www.rff.org/centers/energy_economics_and_policy/Documents/Shale_Maps/shale_maps_master.pdf (p. 12)</p> <p>Nouveau Brunswick : Le coffrage intermédiaire doit être cimenté du sabot de tubage jusqu'à au moins 200 m au-dessus de ce dernier ou de toute zone poreuse située au-dessus du sabot de tubage. La cimentation doit être faite selon la méthode de circulation ou une méthode alternative préalablement approuvée par le régulateur. http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf</p>

Risques	Mesures d'atténuation proposées	Comparaison avec d'autres administrations
Migration des gaz causée par une cimentation ou un coffrage défectueux	<p>Mesure 3.04 Augmenter les distances séparatrices entre les puits et les lieux habités</p>	<p><u>Louisiane</u> : Un puits ne doit pas se trouver à moins de 100 m de la limite d'une propriété privée. http://dnr.louisiana.gov/assets/OC/43XIX_June2010.pdf</p> <p><u>Colombie-Britannique</u> : Un puits ne doit pas se trouver à moins de 100 m d'une installation permanente. http://www.bclaws.ca/EPLibraries/bclaws_new/document/ID/freeside/282_2010#section5</p> <p><u>Nouveau-Brunswick</u> : Un puits ne doit pas se trouver à moins de 500 m d'une école primaire ou secondaire, d'un hôpital ou d'un foyer de soins, à moins de 250 m d'un logement et de 100 m de tout autre bâtiment permanent. http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf</p> <p><u>États-Unis</u> : Plus de la moitié des États étudiés (17) ont une réglementation sur les distances séparatrices allant de 30 à 305 m. La moyenne étant de 80 m. http://www.rff.org/centers/energy_economics_and_policy/Documents/Shale_Maps/shale_maps_master.pdf (p. 5)</p>
	<p>Mesure 3.05 Rendre obligatoire la production d'une analyse de risques, d'un plan de gestion des risques et d'un plan de mesures d'urgence</p>	<p><u>Angleterre</u> : La Royal Academy of Engineering recommande de faire une évaluation environnementale le plus tôt possible avec la participation des communautés locales de toutes les opérations entourant l'exploitation du gaz de schiste. http://royalsociety.org/uploadedFiles/Royal_Society_Content/policy/projects/shale-gas/2012-06-28-Shale-gas.pdf (Recommandations 6-7)</p>
	<p>Mesure 3.06 Instituer un centre des leçons apprises sur les activités gazières et pétrolières</p>	<p><u>Angleterre</u> : La Royal Academy of Engineering recommande qu'un mécanisme soit mis en place afin que les rapports d'incidents et d'accidents soient communiqués à chaque opérateur. Les informations recueillies devront donc être mises en commun pour améliorer l'évaluation des risques et promouvoir les bonnes pratiques à adopter dans l'industrie. http://royalsociety.org/uploadedFiles/Royal_Society_Content/policy/projects/shale-gas/2012-06-28-Shale-gas.pdf (Recommandation 7)</p>
	<p>Mesure 3.07 Créer une chaire de recherche sur les hydrocarbures</p>	<p><u>Colombie-Britannique</u> : La province a confié à deux universités le mandat de créer une chaire de recherche sur les hydrocarbures. Le budget pour les recherches, qui sont toujours en cours, est de 600 000 \$. CAMPUT meeting (13 mai 2012)</p> <p><u>Angleterre</u> : La Royal Academy of Engineering estime que les conseils de recherches devraient inclure l'extraction des gaz de schiste dans leur programme et possiblement former un conseil réunissant des acteurs de chacun des conseils de recherches. http://royalsociety.org/uploadedFiles/Royal_Society_Content/policy/projects/shale-gas/2012-06-28-Shale-gas.pdf</p>
	<p>Mesure 3.08 S'assurer que les instances gouvernementales régulatrices mettent sur pied un processus de suivi et contrôle des étapes clés que sont la cimentation, les tests de pression et la mise en place des différents coffrages</p>	<p><u>Colombie-Britannique</u> : Un rapport annuel sur les activités d'inspection de la BC Oil and Gas Commission est publié afin d'analyser les résultats. http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1011</p>
	<p>Mesure 3.09 Augmenter le montant d'assurance responsabilité des firmes gazières et pétrolières</p>	<p><u>Ohio</u> : Un opérateur est obligé de détenir une assurance responsabilité d'au moins un million de dollars pour un puits et d'au moins trois millions de dollars si le puits est situé dans une zone urbaine. http://docs.nrdc.org/energy/files/ene_12011201c.pdf</p>
	<p>Mesure 3.10 Créer un fonds pour les puits orphelins, financé en partie par les compagnies</p>	<p><u>Pennsylvanie</u> : Le programme Abandoned and Orphaned Well Plugging reçoit 200 \$ pour les puits orphelins de gaz et 50 \$ pour les puits abandonnés, montants qui proviennent du permis d'exploitation d'un puits. http://files.dep.state.pa.us/OilGas/BOGM/BOGMPortalFiles/AbandonedOrphanWells/WellPluggingProgram.pdf</p>

Risques	Mesures d'atténuation proposées	Comparaison avec d'autres administrations
Intégrité des puits orphelins	<p align="center">Mesure 3.11</p> <p>Augmenter la garantie d'exécution exigée des sociétés gazières et pétrolières</p>	<p>Texas : Pour les opérateurs qui exploitent entre un et cinq puits, le montant de base pour la sécurité est de 150 000 \$, et de 50 000 \$ pour chaque puits additionnel. http://docs.nrdc.org/energy/files/ene_12011201c.pdf (p.13)</p> <p>Nouveau Brunswick : Le montant pour la sécurité a été établi à 20 000 \$ par puits. Le montant maximum qu'un opérateur peut payer est de 500 000 \$. http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf</p>
	<p align="center">Mesure 3.12</p> <p>Fixer la période de temps pendant laquelle un puits peut rester inactif avant d'être définitivement fermé</p>	<p>États-Unis : La plupart des États (26) étudiés ont établi une limite de temps pendant lequel un puits peut rester inactif à 1 entre 300 mois, la moyenne étant de 2 mois. http://www.rff.org/centers/energy_economics_and_policy/Documents/Shale_Maps/shale_maps_master.pdf (p. 23)</p>
	<p align="center">Mesure 3.13</p> <p>Produire un inventaire et faire une inspection des puits orphelins afin de déterminer lesquels sont potentiellement dangereux</p>	<p>La Californie, la Louisiane, le Michigan, l'Ohio, la Pennsylvanie et le Texas ont tous des programmes pour gérer les puits orphelins. http://groundwork.iogcc.org/topics-index/orphaned-wells/topic-resources/state-orphan-and-abandoned-well-programs</p>
Montée de pression	<p align="center">Mesure 3.14</p> <p>Réglementer la distance entre les puits gaziers et pétroliers afin d'éviter une communication de la pression entre leurs réseaux de fractures</p>	<p>Texas : Aucun puits ne doit être à une distance de moins de 366 m d'un autre puits. http://info.sos.state.tx.us/pls/pub/readtac\$ext.TacPage?sl=R&app=9&p_dir=&p_rloc=&p_floc=&p_ploc=&pg=1&p_tac=&li=16&pt=1&ch=3&rl=37</p> <p>Louisiane : Un puits ne doit pas être situé à moins de 610 m d'un autre puits. http://dnr.louisiana.gov/assets/OC/43XIX_June2010.pdf (p.43)</p> <p>Colombie-Britannique : Un puit ne doit pas être à moins de 250 m d'un autre puits. La Oil and Gas Commission recommande aux exploitants des puits d'aviser les exploitants des puits adjacents de leur présence et de les consulter pour réduire le risque d'éruption. http://www.bclaws.ca/EPLibraries/bclaws_new/document/ID/freeside/282_2010#section7</p> <p>Nouveau-Brunswick : Avant d'entreprendre un processus de fracturation hydraulique, l'opérateur doit d'abord modéliser le potentiel de communication entre le puits qui sera foré et tous les puits adjacents, qu'ils soient en exploitation ou abandonnés. http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf</p>
Dégradation et impact sur le sol	<p align="center">Mesure 3.15</p> <p>Exiger des compagnies un plan de prévention de l'érosion afin de réduire l'impact de la machinerie et des camions sur le site de forage</p>	<p>New York : L'État exige des compagnies qu'elles préviennent l'érosion et contrôlent les sédiments. (SGEIS de New-York)</p> <p>Ohio : Les compagnies sont tenues de prévenir l'érosion et la sédimentation dans les zones urbaines, bien qu'on leur conseille de le faire partout. http://www.epa.state.oh.us/l_incklick.aspx?fileticket=jjLCRT-Ofc%3d&tabid=5339</p> <p>Pennsylvanie : Les opérateurs doivent développer un plan de contrôle de l'érosion et des sédiments afin de minimiser les déversements localisés, de préserver les cours d'eau et de protéger la qualité de celle-ci. http://www.elibrary.dep.state.pa.us/dsweb/GetRendition/Document-67458/html</p> <p>Nouveau-Brunswick : On estime que « la province devrait exiger des promoteurs et des exploitants de puits de pétrole et de gaz l'adoption et le maintien de pratiques de gestion exemplaires afin de contrôler les écoulements causés par la pluie ou la fonte des neiges, de manière à limiter l'érosion et à prévenir la propagation de sédiments et autres polluants vers l'extérieur du site ». http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf</p>

Risques	Mesures d'atténuation proposées	Comparaison avec d'autres administrations
	<p>Mesure 3.16 Favoriser le concept de plateforme multiforage avec fracturation horizontale et les opérations de forage simultanées</p>	<p>Marcellus Shale : 83 % des puits forés en 2011 l'étaient à partir d'une plateforme multiforage. C'est une technique plutôt récente considérant qu'en 2007 il n'y avait aucun site foré avec plus d'un puits. Cette pratique est présentement en augmentation. http://devsoc.cals.cornell.edu/cals/devsoc/outreach/cardi/publications/loader.cfm?csModule=security/getfile&PageID=1016988</p> <p>Barnett Shale : La technique est de plus en plus répandue. Aujourd'hui, les opérateurs expérimentent des opérations simultanées avec trois et même quatre puits à la fois. http://www.ogj.com/articles/print/volume-106/issue-47/drilling-production/williams-compares-sequential-simultaneous-barnett-fracturing.html</p>
Séisme et microséisme	<p>Mesure 3.17 Avoir une bonne connaissance de la formation géologique dans laquelle le forage sera pratiqué afin de savoir où se trouvent les failles pouvant provoquer des activités sismiques</p>	<p>Angleterre : La Royal Academy of Engineering recommande qu'un organisme approprié ou régulateur mène une enquête nationale pour documenter les contraintes et déterminer les endroits où se trouvent les failles présentes dans les schistes au Royaume-Uni. Les opérateurs devraient être tenus de faire une étude pour connaître les caractéristiques du site de forage. http://royalsociety.org/uploadedFiles/Royal_Society_Content/policy/projects/shale-gas/2012-06-28-Shale-gas.pdf</p> <p>IEA : L'Agence considère qu'il est essentiel d'étudier attentivement la géologie de la région pour déterminer si des failles profondes ou d'autres caractéristiques géologiques présentent un risque élevé afin d'éviter de faire de la fracturation dans ces zones. http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/WEO2012_GoldenRulesReport.pdf</p>
	<p>Mesure 3.18 Installer des sismographes pour capter les mouvements sismiques et réagir en conséquence</p>	<p>Angleterre : La Royal Academy of Engineering recommande que la sismicité soit surveillée avant, pendant et après la fracturation hydraulique. Un sismographe de surveillance devrait être utilisé afin d'atténuer les séismes causés par les opérations. Ce sismographe devrait posséder un code de couleurs où le vert indique de continuer la fracturation, le jaune de réduire ou de surveiller attentivement les activités et le rouge de tout arrêter. Le seuil de tolérance se situe à 1,7 sur l'échelle de Richter. http://royalsociety.org/uploadedFiles/Royal_Society_Content/policy/projects/shale-gas/2012-06-28-Shale-gas.pdf</p> <p>IEA : L'Agence recommande une meilleure surveillance des micro-séismes et l'utilisation d'une technologie permettant de suspendre les opérations en cas d'activités sismiques. http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/WEO2012_GoldenRulesReport.pdf</p>

Risques	Mesures d'atténuation proposées	Comparaison avec d'autres administrations
Glissement de terrain	Mesure 3.19 Éviter le flanc des collines et les zones propices aux mouvements de terrain	
Conflit avec les centrales nucléaires	Mesure 3.20 Interdire l'exploration et l'exploitation à proximité des centrales nucléaires	Hydro-Québec : La Société doit exprimer son opposition à toute activité de prospection, de forage et d'exploitation de gaz de schiste dans le sol et dans le sous-sol du site de la centrale nucléaire Gentilly-2. (DQ2.1, rapport du BAPE)

Nuisances	Mesure d'atténuation proposée	Comparaison avec d'autres administrations
SECTION 4 : NUISANCES POUR LE MILIEU HUMAIN		
Source de bruit	Mesure 4.01 Renforcer la réglementation existante sur le bruit et permettre aux municipalités d'avoir une influence sur les activités des sociétés gazières	Nouveau-Brunswick : Le bruit ne doit pas excéder 50 dBA Leq pendant le jour (de 7 h à 19 h) et 40 dBA Leq pendant la nuit (de 19 h à 7 h), applicable au mur externe d'un bâtiment récepteur de bruit. http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf Colorado : Le bruit ne doit pas excéder 55 dBA de 7 h à 19 h et 50 dBA de 19 h à 7 h, à proximité d'un quartier résidentiel. http://www.oil-gas.state.co.us/RR_docs/Policies/Noise%20Rules1220.pdf
Camionnage	Mesure 4.02 Déterminer les trajets qui assureraient une sécurité routière accrue après concertation entre les compagnies et les municipalités	APGQ : L'Association recommande de déterminer, de concert avec les municipalités, les trajets qui minimiseraient l'impact de la présence des véhicules lourds. http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DT2.pdf (p. 65) Nouveau-Brunswick : Le promoteur doit présenter au préalable un tracé de l'itinéraire envisagés pour qu'il soit approuvé et que des mesures soient prises pour atténuer l'incidence du camionnage sur la sécurité publique, les modèles de trafic routier existant et l'état des routes. http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf
	Mesure 4.03 Établir un processus de réclamation efficace entre le milieu municipal et le gouvernement afin que les compagnies assument le coût des dommages causés au réseau routier	APGQ : Les coûts des travaux de réparation de certaines routes municipales dont la chaussée a été détériorée par la circulation des véhicules lourds devraient faire l'objet d'une entente entre les compagnies et les municipalités. « C'est important pour nous de signer des ententes d'utilisation des routes avec les municipalités. C'est un autre engagement que l'Association pétrolière et gazière du Québec prend. » http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape273.pdf (p. 185) Pennsylvanie : L'État a établi un système qui donne des redevances au gouvernement ainsi qu'aux municipalités. Un pourcentage des revenus qui était accordé à l'État est donc distribué aux municipalités afin qu'elles puissent être dédommagées pour les activités de l'industrie par un fonds financé par ces dernières. (PICPA - Update for the week ending oct.7, 2011)
	Mesure 4.04 Alimenter les sites en eau à l'aide de conduites au lieu de camions	Pennsylvanie : Des projets de construction de conduites d'eau sont en cours afin de réduire l'importance du camionnage dans l'industrie. http://www.waterworld.com/articles/2012/04/water-pipeline-supplies-pa-shale-drill-sites.html
Source de lumière	Mesure 4.05 Renforcer les règlements municipaux et provinciaux sur l'éclairage par une entente entre les compagnies et les municipalités	Colorado : L'éblouissement sur les routes et les bâtiments adjacents doit être minimisé sur une distance de 700 m. Louisiane et Texas : L'éblouissement sur les routes et les bâtiments adjacents doit être minimisé sur une distance de 300 m. http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape273.pdf (p. 182)
Aménagement du territoire	Mesure 4.06 Donner un plus grand pouvoir aux municipalités pour l'aménagement du territoire	