Annexe B
Recueil de projets sur les ressources de schiste

Conférence des ministres de l'énergie et des mines
Yellowknife, Territoires du Nord-Ouest
Août 2013

Annexe B
Recueil de projets sur les ressources de schiste

Conférence des ministres de l'énergie et des mines
Yellowknife, Territoires du Nord-Ouest
Août 2013

Also Available in English:

Annex B: Shale Resources Compendium

Ce document est l'annexe du rapport :

Exploitation responsable du schiste – Accoître la base de connaissances sur le pétrole et le gaz de schiste au Canada

N° de cat. M34-14/2013F-PDF (En ligne)
ISBN 978-0-660-21165-7

Table des matières

A) Évolution des politiques et de la réglementation 9

COLOMBIE-BRITANNIQUE 9

- *Oil and Gas Activities Act* (*OGAA*) de la Colombie-Britannique 9
- Analyse par secteur : aperçu 12

ALBERTA 14

- Directive 59 de l'ERCB et FracFocus.ca 14
- Cadre réglementaire du gaz non classique – Examen des pratiques par divers gouvernements 15
- Fracturation hydraulique – Intégrité de la subsurface 16
- Cadre de réglementation non classique 18

ONTARIO 19

- Révision du cadre stratégique de l'Ontario relatif à l'utilisation du traitement par fracturation hydraulique à grand volume 19

QUÉBEC 19

- Évaluation environnementale stratégique (EES) sur le gaz de schiste 19

NOUVEAU-BRUNSWICK 21

- Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick – Nouvelles règles pour l'industrie 21

NOUVELLE-ÉCOSSE 23

- Évaluation environnementale de l'utilisation de la fracturation hydraulique dans les activités pétrolières et gazières 23

B) Compréhension et évaluation de la base de ressources 25

PALIER FÉDÉRAL 25

- Élaboration d'une méthode pour l'évaluation des ressources en gaz de schiste dans les bassins schisteux au Canada 25

- Élaboration de méthodes pour combler les principales lacunes dans les connaissances sur les systèmes de schistes non classiques _ 28
- Outil de prospection sismique pour l'évaluation des connaissances géoscientifiques sur les conditions de base près de la surface en vue de l'exploration et de l'exploitation pétrolières _____ 29

COLOMBIE-BRITANNIQUE _____ 31

- Atlas de la zone de prospection dans la Formation de Montney – nord-est de la Colombie-Britannique _____ 31
- Formations de Besa River, ouest du bassin de Liard, Colombie-Britannique (094N du SNRC) : Géochimie et corrélations régionales 33
- Géochimie et ressources potentielles de gaz de schiste de la Formation de Garbutt, bassin de Liard, Colombie-Britannique (parties de 094N, O; 095B, C du SNRC)_____ 35
- Formation de Toad (équivalente des Formations de Montney et de Doig) dans le nord-ouest de la région de la carte Halfway River, Colombie-Britannique (094B/14 du SNRC)_____ 38
- Strates équivalentes du bassin de Horn River dans les schistes de la Formation de Besa River, dans le nord-est de la Colombie-Britannique (094K/15 du SNRC) _____ 39
- Potentiel ultime des ressources en gaz naturel non classique dans le bassin de Horn River, dans le nord-est de la Colombie-Britannique _ 41
- Géologie de la région de la carte Toad River (094N du SNRC), nord-est de la Colombie-Britannique _____ 43
- Utilisation possible des isothermes de l'eau pour mesurer la porosité et les propriétés connexes des schistes _____ 44
- Expériences d'attrition pour l'enrichissement de sources de sable non consolidé en vue d'une utilisation comme sable de fracturation hydraulique, nord-est de la Colombie-Britannique _____ 45

- Évaluation préliminaire de sources possibles de sable de fracturation et origine des dépôts, nord-est de la Colombie-Britannique _____ 46
- Mise en œuvre de la géomatique pour l'exploration à la recherche de granulats, nord-est de la Colombie-Britannique _____ 49
- Programme de géocartographie de l'énergie et des minéraux (GEM-Énergie) : Ébauche de la géologie de surface, géomorphologie, évaluation des ressources et des géorisques pour la région de la carte Maxhamish Lake (094O du SNRC), nord-est de la Colombie-Britannique _____ 49
- Présence possible d'aquifères d'eau douce dans le substratum rocheux, dans le nord-est de la Colombie-Britannique : Répartition régionale et lithologie d'unités du substratum rocheux de surface et à faible profondeur _____ 52
- Ébauche de la géologie de surface, histoire glaciaire et reconstitutions paléogéographiques de la région des cartes Toad River (094N du SNRC) et Maxhamish Lake (094O du SNRC), Colombie-Britannique (094B/14 du SNRC) _____ 54
- Ressources potentielles en eau dans la Formation de Debolt du Mississippien, dans le bassin de Horn River, nord-est de la Colombie-Britannique _____ 58
- Stratigraphie et projet de levé géophysique de la paléovallée de Groundbirch : contribution dans le cadre du projet collaboratif de recensement des aquifères dans le nord-est de la Colombie-Britannique _____ 59
- Modèle hydrologique conceptuel du bassin de Horn River, dans le nord-est de la Colombie-Britannique _____ 61

ALBERTA 63

- Sommaire des ressources potentielles en hydrocarbures provenant du schiste et de la siltite en Alberta 63

ONTARIO 65

- Étude sur le potentiel en gaz de schiste d'unités situées dans le sud de l'Ontario (lien vers le sommaire des travaux effectués sur le terrain en 2012) 65

QUÉBEC 69

- Potentiel en gaz naturel dans le Groupe d'Utica, Québec 69
- Synthèse géologique et hydrogéologique du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes (Lorraine, Queenston et dépôts meubles), Basses-Terres du Saint-Laurent, Québec 70
- L'industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du Saint-Laurent : scénarios de développement 72

TERRITOIRES DU NORD-OUEST 74

- Études géoscientifiques régionales et potentiel pétrolier de la région de la plaine du Mackenzie, dans le centre des Territoires du Nord-Ouest 74
- Potentiel en hydrocarbures des schistes d'âge dévonien à mississippien du bassin de la Liard, dans les Territoires du Nord-Ouest 76
- Caractérisation régionale du potentiel en gaz de schiste et en pétrole de schiste des Territoires du Nord-Ouest 79
- Repérage de dépôts potentiels de sable siliceux dans les Territoires du Nord-Ouest 79
- Évaluation préliminaire des ressources de sable siliceux des Territoires du Nord-Ouest 80

C) Gestion des répercussions environnementales _____ 81

PALIER FÉDÉRAL _____ 81

- Caractérisation des aquifères de subsurface profonds pour l'approvisionnement en eau et l'évacuation, en appui à l'exploitation du gaz de schiste dans les T. N.-O. _____ 81
- Données de référence sur la qualité des eaux de surface des rivières et des cours d'eau dans le bassin de Petitot : Examen des impacts potentiels de l'exploitation du gaz de schiste dans le bassin de Horn River, en Colombie-Britannique _____ 83
- Indicateurs des impacts de l'exploitation du gaz de schiste sur l'eau souterraine _____ 85
- Potentiel de gaz non classique dans les schistes du Paléozoïque de l'est du Canada : acquérir les connaissances nécessaires au développement durable _____ 88
- Évaluation des impacts potentiels des activités d'exploration et d'exploitation des gaz de shale sur les ressources en eau souterraine 89
- Mise au point d'outils technologiques pour surveiller le gaz de schiste _____ 91
- Étude des liens potentiels entre la fracturation liée à l'extraction du gaz de schiste et la sismicité induite dans l'optique du développement durable et de l'amélioration de la conformité à la réglementation _____ 92
- Étude des techniques améliorées de production de gaz de schiste__ 94
- Ajout de l'approvisionnement en gaz naturel non classique au modèle GHGenius _____ 98

*COLOMBIE-BRITANNIQUE*_____ *99*

- Utilisation d'eau pour la fracturation hydraulique dans le nord-est de la Colombie-Britannique : emplacement des sources, quantités et tendances ____ 99
- Résumé des volumes brûlés à la torche, ventilés et incinérés ____ 99
- Étude de la sismicité observée dans le bassin de Horn River ____ 100
- Utilisation des terres pétrolières et gazières dans la région LRMP de Fort Nelson, en Colombie-Britannique ____ 102

ALBERTA ____ *104*

- Réseau de puits d'observation des eaux souterraines ____ 104
- Projet de microsismicité de l'Alberta ____ 106

QUÉBEC ____ *109*

- Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec – Rapport d'enquête et d'audience publique ____ 107
- Élaboration de différents scénarios de gestion des eaux de reflux et évaluation de leurs coûts ____ 109

NOUVEAU-BRUNSWICK ____ *111*

- Étude d'impact du gaz de schiste sur la qualité de l'air au Nouveau-Brunswick ____ 111

D) Sensibilisation du public, engagement et divulgation ____ 113

COLOMBIE-BRITANNIQUE ____ *113*

- FracFocus.ca ____ 113
- Rapport sommaire sur la restauration des sites pétroliers et gaziers 114
- Rapport sur les approbations de quantités d'eau à court terme ____ 115
- Sondage d'opinion sur la gestion des ressources pétrolières et gazières ____ 119
- Rapport d'activité de 2005 sur l'exploration pétrolière et gazière en Colombie-Britannique ____ 119

- Rapport d'activité de 2006 sur l'exploration pétrolière et gazière en Colombie-Britannique _____ 121
- Rapport d'activité de 2007-2008 sur l'exploration pétrolière et gazière en Colombie-Britannique _____ 123
- Sommaire des activités touchant le gaz de schiste dans le nord-est de la Colombie-Britannique, 2007 _____ 125
- Sommaire des activités touchant le gaz de schiste dans le nord-est de la Colombie-Britannique, 2011 _____ 127

ALBERTA _____ *129*

- Conversation sur l'eau avec les Albertains _____ 129

QUÉBEC _____ *130*

- Étude des mécanismes potentiels assurant l'adoption des meilleures pratiques par les entreprises exploitantes, pour que la responsabilité sociale de l'industrie soit effective _____ 130

YUKON _____ *132*

- Dialogue public _____ 132

A) Évolution des politiques et de la réglementation

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	**BRITISH COLUMBIA *OIL AND GAS ACTIVITIES ACT (OGAA)* (*OIL AND GAS ACTIVITIES ACT* (*OGAA*) DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE)**
Objectif du projet ou de l'étude	L'*Oil and Gas Activities Act (OGAA)* de la Colombie-Britannique a permis de moderniser et d'améliorer la réglementation des activités pétrolières et gazières : la réglementation encadrant l'industrie a été renforcée grâce à l'instauration de nouvelles exigences en matière de consultation, d'un nouveau système de permis visant les activités, et d'un système de vérification de la conformité et d'application de la loi dont la version actualisée prévoit l'application de nouvelles sanctions administratives pécuniaires et d'amendes considérablement plus élevées en cas d'infraction.
Description du projet Calendrier : 2002 – 2010	L'*OGAA* est entrée en vigueur le 4 octobre 2010. Cette loi remplace l'*Oil and Gas Commission Act*, la *Pipeline Act* et les dispositions réglementaires de la *Petroleum Gas Act*. La *British Columbia Oil and Gas Commission* régit les activités pétrolières et gazières dans la province aux termes de l'*OGAA*. La réglementation accrue de ces activités en vertu de l'*OGAA* est contrebalancée par la création d'un nouveau tribunal d'appel chargé d'entendre les appels des décisions réglementaires rendues par la *British Columbia Oil and Gas Commission*, et par des modifications aux pouvoirs de l'OGC concernant l'approbation des innovations apportées aux technologies et aux pratiques ainsi que l'appui à ces innovations. L'*OGAA* a notamment pour objectif de veiller à ce que l'exploitation des ressources pétrolières et gazières en Colombie-Britannique se fasse en toute sécurité et de manière responsable; en outre : • elle garantit **l'exercice d'une responsabilité environnementale** – en exigeant la protection et la gestion de la valeur écologique. De nouveaux outils d'application de la loi incitent à respecter ces exigences en matière d'environnement et toutes les autres exigences définies par l'*OGAA*. • elle garantit **l'exercice d'une responsabilité sociale** – en exigeant que les propriétaires fonciers et les autres parties concernées soient consultés et qu'ils soient avisés des activités proposées avant qu'une demande de permis ne soit présentée à la *British Columbia Oil and Gas Commission*. Un processus d'examen et d'appel est prévu afin de garantir que les décisions rendues par la *British Columbia Oil and Gas Commission* soient cohérentes et justes. L'obligation de respecter les pratiques normalisées de l'industrie contribue à assurer la sécurité

	du public et des intervenants. L'*OGAA* procure une gamme élargie et moderne d'outils d'application de la loi qui peuvent être utilisés de manière efficace dans une variété de cas de non-conformité plus vaste qu'auparavant. • elle favorise **la prospérité et l'innovation au sein de l'industrie** – grâce à un processus à guichet unique administré par la *British Columbia Oil and Gas Commission*. Elle contribue à rendre le secteur pétrolier et gazier attrayant et capable de soutenir la concurrence avec celui des autres provinces, territoires et pays, elle définit des exigences claires et uniformes qui s'appliquent à tous les exploitants et intervenants exerçant une activité pétrolière ou gazière en Colombie-Britannique, et elle procure un cadre réglementaire simplifié. Sa souplesse est suffisante pour permettre d'intégrer rapidement et facilement les innovations, les nouveaux investissements, les avancées ainsi que les technologies et/ou les méthodes inédites. De vastes consultations ont été entreprises en 2002 auprès des collectivités concernées, des administrations locales, des Premières Nations, des entreprises, des organismes à vocation environnementale ainsi que des associations industrielles, cela dans le cadre de *l'Oil and Gas Regulatory Improvement Initiative (OGRII)*. La *British Columbia Oil and Gas Commission* a affecté une équipe entière à la mise en œuvre de l'*OGAA*. Cette équipe a tenu l'*OGAA Practitioner's Conference*, offert une formation approfondie aux membres de l'industrie et au personnel de la *British Columbia Oil and Gas Commission*, et elle avait son propre site Web.
Sommaire des principales constatations	L'*OGAA Training and Support Program* (programme de formation et de soutien relatif à l'*OGAA*) comportait de nombreux outils auxquels les gens pouvaient se référer en tout temps. Les outils comprenaient les suivants : **A. Guides sur l'*OGAA*** • Renseignements et précisions utiles sur les politiques, les procédures, les interprétations et l'administration – offerts sur le site Web de la *British Columbia Oil and Gas Commission*. **B. Trousse documentaire sur l'*OGAA*** • Réglementation, présentations et notes accessibles à partir du site Web de l'*OGAA*. • Webinaires sur l'*OGAA* – Courtes (1 à 2 heures) présentations sur les modifications à l'*OGAA*, sur les interprétations et sur des sujets avancés, offertes par voie électronique aux participants dans leur milieu de travail. Les webinaires ont été donnés 6 à 12 mois après la mise en œuvre initiale de l'*OGAA*.

	C. Sujets avancés/Ateliers • On a créé et donné des formations axées sur l'acquisition de compétences sur divers sujets, comme des ateliers sur les procédures de fonctionnement (par exemple, les meilleures pratiques), les applications sur ordinateur et la mise en œuvre de l'*OGAA*. Les séances de formation variaient selon l'organisation ou le secteur (par exemple, la *British Columbia Oil and Gas Commission*, associations industrielles). D. **Site Web de l'*OGAA*** • Matériel d'apprentissage (présentations et notes, introduction à l'*OGAA*, documents complémentaires); foire aux questions; liens vers l'*OGAA* et ses règlements d'application.
Partenaires	Gouvernement de la Colombie-Britannique – ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel La *British Columbia Oil and Gas Commission*
Personne-ressource	La *British Columbia Oil and Gas Commission*

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	**Area-based Analysis: Overview** **(Analyse par secteur : aperçu)**
Objectif du projet ou de l'étude	La démarche d'analyse par secteur, élaborée par la *British Columbia Oil and Gas Commission*, évalue les occasions d'exploitation pétrolière et gazière d'après l'analyse des utilisations actuelles des terres, des exigences réglementaires ainsi que des politiques et des orientations du gouvernement. L'analyse permet ensuite de dresser un portrait, à l'échelle du paysage, des répercussions des activités pétrolières et gazières ainsi que des autres activités sur une région en particulier, et des outils de gestion dont dispose la commission.
Description du projet Calendrier : annoncée en 2013	L'analyse de chaque bassin gazier non classique sera synthétisée dans des rapports par secteur produits par la *British Columbia Oil and Gas Commission*. Ces rapports seront mis à jour de manière à intégrer les nouveaux renseignements, y compris les modifications aux politiques gouvernementales et à la législation ainsi que les récentes activités de développement, et de manière à indiquer les résultats et à guider la planification opérationnelle et la délivrance des permis pour éviter ou réduire le plus possible les conflits avec les éléments de valeur recensés. L'analyse par secteur intègre les orientations définies par les lois et les règlements, les éléments pertinents de la planification de l'utilisation des terres ainsi que les valeurs environnementales et sociales dans un cadre cohérent et clarifié pour la gestion de l'exploitation pétrolière et gazière. L'analyse par secteur : • procurera un fondement et un processus cohérents pour la détermination des valeurs environnementales et sociales; • clarifiera les objectifs définis par les politiques gouvernementales et la législation; • fournira une vue d'ensemble de l'exploitation actuelle et des possibilités futures en matière d'activités pétrolières et gazières; • offrira un cadre simplifié et transparent pour l'évaluation et la gestion des répercussions de l'exploitation pétrolière et gazière sur les éléments ayant une valeur environnementale et sociale. La *British Columbia Oil and Gas Commission* a déterminé que les bassins non classiques suivants, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, constituaient des priorités pour l'analyse par secteur : Liard, Horn River, Montney et Cordova.

Sommaire des principales constatations	Le premier bassin de gaz naturel qui fera l'objet d'une analyse par secteur est celui de Liard. Ce sera ensuite le tour des bassins de Montney, de Cordova et de Horn River, puis celui du reste du nord-est de la Colombie-Britannique. Une série de rapports, dont des rapports sur les utilisations des terres, des analyses par secteur et d'autres types de rapports, seront produits pour chacun des secteurs définis.
Partenaires	La *British Columbia Oil and Gas Commission*
Personne-ressource	La *British Columbia Oil and Gas Commission*

ALBERTA	
Titre du projet ou de l'étude	***Directive 059* and *FracFocus.ca*** **(Directive 059 et FracFocus.ca)**
Objectif du projet ou de l'étude	Modifications de la Directive 059 de l'ERCB : *Well Drilling and Completion Data Filing Requirements* (Production des données sur le forage et la complétion des puits), à l'appui de la divulgation des informations sur les fluides de fracturation hydraulique, afin d'accroître la transparence et l'information du public par le truchement du site FracFocus.ca.
Description du projet Calendrier :	Exigence réglementaire Terminé en décembre 2012
Sommaire des principales constatations	Les modifications apportées à la Directive 059 comprennent ce qui suit : • de nouvelles exigences pour les titulaires de permis afin de présenter par voie électronique des données sur les fluides et fracture, y compris le fournisseur de service, le scénario de fracture, le type de fluide porteur, le type d'agent de soutènement, et les ingrédients et les additifs chimiques du fluide de fracturation, pour les puits fracturés après le 31 décembre 2012; • présentation par voie électronique de données sur les sources d'eau, y compris l'emplacement de la source, le type de source, de l'information sur le permis de dérivation et tout volume d'eau utilisé dans les activités de fracturation hydraulique, avec de l'information sur la qualité de l'eau requise pour les eaux souterraines; • consignation des données sur le fluide de fracturation et la source d'eau dans le journal quotidien des activités; • protocoles visant à assurer une protection limitée de l'information confidentielle sur les fluides de fracturation hydraulique. L'Alberta a ajouté du contenu au site Web FracFocus en décembre 2012.
Partenaire	*New West Partnership*; projet de collaboration et de partage d'information sur l'utilisation de l'eau industrielle et la technologie de la fracturation hydraulique (*Collaboration and Information Sharing, Industry Water Use and Hydraulic Fracture Technology Project*), auquel participent l'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan.
Personne-ressource	L'*Alberta Energy Regulator*

ALBERTA	
Titre du projet ou de l'étude	***Unconventional Gas Regulatory Framework— Jurisdictional Review*** **(Cadre réglementaire du gaz non classique – Examen des pratiques par divers gouvernements)**
Objectif du projet ou de l'étude	Cet examen visait à savoir comment d'autres gouvernements réglementent la mise en valeur du gaz non classique, quels sont les problèmes rencontrés et comment ils sont gérés par leur cadre réglementaire. Le rapport résume les conclusions de l'équipe chargée de cet examen, et indique les possibilités dont pourrait tenir compte l'Alberta pour son cadre réglementaire du gaz non classique.
Description du projet Calendrier :	Examen du cadre réglementaire de plusieurs autres gouvernements Terminé le 28 janvier 2011
Sommaire des principales constatations	Le rapport a relevé plusieurs possibilités de modification réglementaire dans les domaines suivants : • évaluation des ressources et réserves; • exploitation des réservoirs; • forage et complétion – gestion de l'eau; • préoccupations des propriétaires et du public; • environnement; • processus réglementaires; • information et diffusion.
Partenaire	Les organismes gouvernementaux suivants ont répondu aux questionnaires écrits : • *Michigan Department of Natural Resources and Environment—Office of Geological Survey;* • *Louisiana Department of Natural Resources—Office of Conservation*; • Ministère de l'Énergie et des Ressources de la Saskatchewan. Les organismes gouvernementaux suivants ont fourni des renseignements détaillés lors d'entrevues téléphoniques : • La *British Columbia Oil and Gas Commission;* • *Pennsylvania Department of Environmental Protection-Bureau of Oil and Gas Management;* • *Oklahoma Corporation Commission;* • *Railroad Commission of Texas*.
Personne-ressource	L'*Alberta Energy Regulator*

ALBERTA	
Titre du projet ou de l'étude	**Directive 083** ***Hydraulic Fracturing – Subsurface Integrity*** **(Fracturation hydraulique – Intégrité de la subsurface)**
Objectif du projet ou de l'étude	Principaux objectifs de la directive : • empêcher la perte d'intégrité d'un puits visé; • réduire la probabilité de communication entre un puits visé et un puits limite; • gérer le contrôle d'un puits limite dans l'éventualité d'une communication avec un puits visé; • empêcher les effets nocifs pour les aquifères non salins; • empêcher l'impact sur les puits d'eau; • empêcher l'impact sur la surface.
Description du projet Calendrier :	Exigences réglementaires Directive publiée le 21 mai 2013; en vigueur le 23 août 2013
Sommaire des principales constatations	Maintien de l'intégrité des puits La nouvelle directive exige des titulaires de permis qu'ils démontrent que les risques opérationnels ont été pris en considération dans le choix et la conception des trous de forage et qu'ils les surveillent et les testent afin de préserver l'intégrité des puits. Communication entre trous de forage Pour tenir compte des risques associés à la communication entre puits, la directive exige des titulaires de permis qu'ils réalisent une évaluation du risque et préparent un plan de contrôle des puits. Protection des aquifères non salins La directive exige des titulaires de permis qu'ils réalisent une évaluation et une planification du risque. Activités de fracturation à faibles profondeurs En vertu de cette directive, tous les titulaires de permis qui effectuent des travaux de fracturation hydraulique dans cette zone doivent : • conduire une évaluation du risque; • observer les marges de protection prescrites pour les puits d'eau et le dessus du substratum rocheux; • utiliser des additifs chimiques ou des compositions de fluide écologiques au-dessus de la base de protection des eaux souterraines.
Partenaire	s.o.
Personne-ressource	L'*Alberta Energy Regulator*

ALBERTA	
Titre du projet ou de l'étude	***The Unconventional Regulatory Framework*** **(Cadre de réglementation non classique)**
Objectif du projet ou de l'étude	Définir une nouvelle démarche pour la réglementation des ressources non classiques, comme le pétrole et le gaz de schiste.
Description du projet Calendrier : en cours d'élaboration; document de travail publié en décembre 2012	L'Alberta réglemente depuis longtemps l'exploitation pétrolière et gazière. S'inscrivant dans cette tradition, le document de travail décrit une proposition de démarche réglementaire novatrice et progressiste. La technologie utilisée pour exploiter les ressources non classiques n'est pas nouvelle en Alberta; cependant, l'étendue de l'exploitation pourrait devenir beaucoup plus vaste que ce qu'on a connu jusqu'ici. En réponse aux problématiques soulevées par l'exploitation à grande échelle, l'*Energy Resources Conservation Board*; a proposé une nouvelle démarche réglementaire qui consiste à passer d'une réglementation par puits à une réglementation axée sur l'exploitation dans un secteur donné. Cette réglementation par thème serait fondée sur le rendement et viserait à atteindre des objectifs précis en matière de sécurité publique, de protection de l'eau, de qualité de l'air, de gestion des déchets, d'effets en surface, de conservation des ressources et d'exploitation coordonnée. Par conséquent, cette nouvelle démarche s'appuiera sur deux principes fondamentaux : • réglementation en fonction des risques – les mesures réglementaires doivent être proportionnelles au degré de risque que pose l'exploitation des ressources énergétiques; • réglementation par thème – les mesures réglementaires doivent s'appliquer à un « thème » entier et sont conçues pour atteindre des objectifs environnementaux, économiques et sociaux précis.
Sommaire de principales constatations	Processus en cours.
Partenaires	L'*Alberta Energy Regulator*
Personne-ressource	Brad Hubbard (brad.hubbard@ercb.ca; 403-297-8502); Karen Blank (karen.blank@ercb.ca; 403-297-6964

ONTARIO	
Titre du projet ou de l'étude	***Review of Ontario's Policy Framework respecting the Use of High-volume Hydraulic Fracture Treatment*** **(Révision du cadre stratégique de l'Ontario relatif à l'utilisation du traitement par fracturation hydraulique à grand volume)**
Objectif du projet ou de l'étude	Réviser le cadre stratégique de l'Ontario en ce qui concerne l'utilisation du traitement par fracturation hydraulique à grand volume. La révision comprendra un examen des compétences et une analyse des données scientifiques, de la législation, de la réglementation et des politiques existantes en ce qui concerne la fracturation hydraulique.
Description du projet Calendrier : janvier 2013 – décembre 2014 **(estimation)**	À l'heure actuelle, on n'extrait du gaz de schiste ou du pétrole de schiste nulle part en Ontario, et aucune demande d'approbation n'a été présentée au ministère des Richesses naturelles pour l'exploration des ressources de schiste ou l'utilisation de la fracturation hydraulique à grand volume. La Commission géologique de l'Ontario du ministère du Développement du Nord et des Mines de l'Ontario évalue actuellement la présence de gaz de schiste dans le substratum rocheux du sud de l'Ontario. Ce processus de révision vise notamment à répondre à une question fondamentale : le cadre stratégique actuel de l'Ontario comporte-t-il des lacunes qu'il faut combler?
Sommaire des principales constatations	Révision en cours.
Partenaires	Ministère des Richesses naturelles de l'Ontario Ministère de l'Environnement de l'Ontario Apport d'autres ministères de l'Ontario
Personne-ressource	Ray Pichette, Directeur, Direction du patrimoine naturel, des terres et des espaces protégés, Ministère des Richesses naturelles de l'Ontario 300, rue Water, Peterborough (Ontario) K9J 8M5, (705) 755-1241; ray.pichette@ontario.ca Sharon Bailey, Directrice, Direction des politiques d'utilisation du sol et de gestion des eaux, Ministère de l'Environnement, 135, avenue St. Clair Ouest, Toronto (Ontario) M4V 1P5, (416) 314-7020; sharon.bailey@ontario.ca

QUÉBEC	
Titre du projet ou de l'étude	***Évaluation environnementale stratégique (EES) sur le gaz de schiste***
Objectif du projet ou de l'étude	Définir un plan de mise en œuvre de l'EES et effectuer les travaux et les études connexes. Un rapport sommaire sur les études connexes et les observations des spécialistes du comité responsable servira de base à un vaste processus de consultation mené par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE).
Description du projet Calendrier : présentation du rapport prévue le 29 novembre 2013	Le 8 mars 2011, le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs a publié un rapport du BAPE sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec, dans lequel il était notamment recommandé de mettre sur pied un comité de spécialistes chargé de mener une évaluation environnementale stratégique. Le comité chargé de l'EES est composé de spécialistes provenant du secteur municipal, de la fonction publique, du secteur privé et du milieu universitaire. Il compte aussi deux spécialistes issus de la société civile, et un spécialiste appartenant à un organisme à vocation environnementale. Le mandat général du comité est de produire : • une évaluation économique des avantages socioéconomiques liés à l'exploitation des gaz de schiste, ainsi que des conditions qui permettraient d'optimiser les revenus pour l'administration publique; • une évaluation des risques pour l'environnement et des répercussions sur ce dernier, des facteurs influant sur l'acceptabilité sociale ainsi que des mesures d'atténuation des risques appropriées; • des lignes directrices et des paramètres définissant un cadre réglementaire pour l'évaluation environnementale des projets d'exploration et d'exploitation gazières ainsi que pour l'exécution de tels projets dans la vallée du Saint-Laurent et, si possible, ailleurs au Québec; • une évaluation de la nécessité de mettre sur pied des observatoires scientifiques qui permettraient de recueillir des données en continu et de s'assurer que la réglementation demeure à jour. Pour réaliser son mandat, tout en respectant les budgets et le calendrier établis, le comité peut prendre en compte d'autres questions pertinentes ayant trait à l'exploration et à l'exploitation des ressources pétrolières et gazières ainsi qu'aux répercussions de ces activités.

Sommaire des principales constatations	Les travaux du comité sont en cours.
Partenaires	Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE)

NOUVEAU-BRUNSWICK	
Titre du projet ou de l'étude	***Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick – Nouvelles règles pour l'industrie*** **(Responsible Environmental Management of Oil and Gas Activities in New Brunswick: *New Rules for Industry*)**
Objectif du projet ou de l'étude	Les nouvelles règles, qui ont été définies sur la base de la réglementation existante, ont été publiées à l'appui de la gestion des activités pétrolières et gazières au Nouveau-Brunswick, afin de garantir que l'administration provinciale a toujours les outils nécessaires pour encadrer l'exploration pétrolière et gazière dans un souci de respect de l'environnement.
Description du projet Calendrier : publication en février 2013	Les règles sont destinées à faire en sorte que les organismes de réglementation, l'industrie et les Néo-Brunswickois aient accès à un même ensemble de renseignements exacts sur les activités pétrolières et gazières au Nouveau-Brunswick, par exemple compte tenu du rayon minimum à l'intérieur duquel il faut émettre des avis de prospection sismique et divulguer la composition prévue et réelle de tous les fluides utilisés dans le procédé de fracturation hydraulique. Pour la plupart, les règles seront appliquées comme conditions aux approbations et aux certificats de caractérisation délivrés en vertu de la législation actuelle, dont la *Loi sur le pétrole et le gaz naturel*, la *Loi sur l'assainissement de l'environnement* et la *Loi sur l'assainissement de l'eau*. L'élaboration des règles a été précédée de plusieurs étapes : • un document de travail à des fins de discussion publique a été publié en mai 2012; il contenait une série de recommandations formulées d'après les avis recueillis auprès d'un vaste profil de participants; • l'administration provinciale a demandé à M. Louis Lapierre de présider un comité chargé d'obtenir des réactions au document de travail, notamment par l'intermédiaire de neuf rencontres publiques sur l'exploitation du gaz de schiste. Son rapport intitulé La voie de l'avenir, publié en octobre 2012, contenait diverses recommandations. • En septembre 2012, le médecin-hygiéniste en chef du Nouveau-Brunswick a publié un rapport contenant des recommandations sur l'exploitation du gaz de schiste du point de vue de la santé publique, prenant en compte l'expérience vécue dans d'autres territoires. Les règles ont guidé l'élaboration subséquente du Plan directeur pour le pétrole et le gaz naturel au Nouveau-Brunswick, qui a été publié en mai 2013.

Sommaire des principales constatations	Les exigences ont trait à des aspects très divers, de l'exploration à la fermeture des puits; il note par exemple des exigences plus strictes en matière de certification et de formation, une amélioration de la surveillance et de la planification de la gestion des ressources en eau, une surveillance de la qualité de l'air, ainsi que la création d'un fonds de prévoyance pour les puits orphelins et l'environnement, la publication des renseignements sur les projets ainsi que l'obligation de recueillir des données scientifiques en continu.
Partenaires	Ministère de l'Énergie et des Mines du Nouveau-Brunswick
Personne-ressource	Ministère de l'Énergie et des Mines du Nouveau-Brunswick

NOUVELLE-ÉCOSSE	
Titre du projet ou de l'étude	***Environmental Review of Hydraulic Fracturing in Oil and Gas Operations*** **(Évaluation environnementale de l'utilisation de la fracturation hydraulique dans les activités pétrolières et gazières)**
Objectif du projet ou de l'étude	Examiner les effets possibles, sur l'environnement, de l'utilisation de la fracturation hydraulique dans le cadre des activités pétrolières et gazières côtières.
Description du projet Calendrier : En cours jusqu'en 2014	L'évaluation comporte trois volets principaux : • une période pendant laquelle le public est invité à transmettre ses commentaires, cela pour s'assurer que l'examen prend en compte les principales préoccupations du public; • une évaluation des connaissances scientifiques au sujet des effets possibles de la fracturation hydraulique sur l'environnement, en particulier les connaissances sur les problématiques liées à l'eau; • un examen d'ordre juridique visant à déterminer comment les autres provinces et États réglementent l'exploitation des ressources non classiques faisant appel à la fracturation hydraulique, et répertorier les meilleures pratiques réglementaires à l'égard des activités liées à la fracturation hydraulique. Depuis 2011, l'équipe responsable de l'évaluation, composée de membres du personnel technique et politique occupant des échelons supérieurs au sein des deux ministères, a progressé de manière concertée. Les résultats du travail accompli à ce jour sont affichés en ligne à l'adresse suivante : www.gov.ns.ca/nse/pollutionprevention/consultation.hydraulic.fracturing.asp. L'évaluation est principalement axée sur les problématiques relatives à l'eau, car nombre des effets possibles de la fracturation hydraulique touchent, en définitive, l'eau. Ces problématiques comprennent : • **les effets sur les eaux souterraines :** risques à court et à long terme pour les eaux souterraines et les puits d'approvisionnement en eau, y compris la nécessité d'exercer une surveillance de base des eaux souterraines, d'obtenir des données sur l'eau des puits, etc.; • **utilisation des eaux de surface et effets sur celles-ci :** utilisation de l'eau pour la fracturation hydraulique et effets sur les eaux de surface, sur les écosystèmes aquatiques, les autres utilisateurs de l'eau, etc.;

	• **effets sur les terres et contamination possible des sols :** effets du stockage et de la manipulation des additifs utilisés pour la fracturation hydraulique ainsi que des produits pétroliers sur les sols, en fonction de l'exploitation du site, proximité des eaux de surface et des eaux souterraines, transport et élimination des produits chimiques, etc.; • **additifs présents dans les fluides de fracturation et divulgation de la composition de ces fluides :** mélange d'additifs, cycle de vie dans l'environnement, stockage et manipulation, obligation de divulgation au public; • **gestion des déchets, y compris des bassins d'eau produite en surface :** technologies de gestion des déchets pour le traitement de l'eau, bassins de stockage de la saumure, injection en puits profonds, chimie des formations naturelles et des eux usées, traitement et élimination des fluides et des boues de forage, etc.; • **remise en état des sites :** fermeture des puits, retrait des infrastructures, assainissement des sols, etc.; • **exigences en matière de présentation de la conception de la fracturation hydraulique :** produits chimiques utilisés et conception technique; • **preuves de santé financière et d'assurance de l'exploitant devant être présentées avant le forage :** une évaluation des exigences en matière financière est requise avant le forage, de manière à vérifier la capacité d'assumer les risques associés à celui-ci. À l'heure actuelle, aucune demande relative à des travaux de fracturation hydraulique n'a été présentée à l'administration de la Nouvelle-Écosse, et cette dernière s'est engagée à n'autoriser aucune activité de fracturation hydraulique tant que l'évaluation n'est pas terminée.
Sommaire des principales constatations	Jusqu'ici, l'administration provinciale a reçu plus de 280 commentaires écrits pendant la période prévue pour la présentation de commentaires par le public. Nombre des questions soulevées s'inscrivent dans le cadre prévu pour l'évaluation puisqu'elles concernent les effets sur l'environnement (c'est-à-dire les eaux souterraines et les eaux de surface, la gestion des déchets, la qualité de l'air, etc.). Deux volets ont été ajoutés à l'évaluation : la divulgation des additifs contenus dans les fluides de fracturation, et les exigences en matière de présentation de la conception de la fracturation avant que l'activité ne soit entreprise. Les commentaires reçus provenaient de particuliers, de groupes à vocation environnementale, des Premières Nations, de groupes à vocation sanitaire et sociale ainsi que d'organisations du secteur pétrolier.
Partenaires	Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse Ministère de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse

B) Compréhension et évaluation de la base de ressources

PALIER FÉDÉRAL	
Titre du projet ou de l'étude	***Élaboration d'une méthode pour l'évaluation des ressources en gaz de schiste dans les bassins schisteux au Canada***
Objectif du projet ou de l'étude	Le projet vise l'élaboration d'une nouvelle méthode pour l'évaluation des ressources qui soit applicable aux bassins schisteux au Canada, qui puisse être utilisée de manière indépendante par les administrations publiques canadiennes, et qui soit accessible au public.
Description du projet Calendrier : 1er avril 2012 –31 mars 2016	La méthode constituera un outil permettant une évaluation exhaustive, cohérente, normalisée et facile à mettre à jour du schiste et des autres types de ressources non classiques au Canada. La méthode comporte quatre volets : 1) une approche volumétrique pour l'estimation des ressources sur place; 2) une approche axée sur la productivité pour l'estimation des ressources extractibles; 3) un mécanisme de validation croisée pour la validation et la mise à jour des estimations volumétriques à partir des données disponibles sur la production ou de données analogues; 4) une méthode statistique pour la comparaison des caractéristiques géologiques entre analogues.
Sommaire des principales constatations	Les principaux résultats seront publiés dans leur intégralité au terme du projet (31 mars 2016). Il se pourrait que des résultats préliminaires soient dévoilés avant cette date. On prévoit que l'application de cette méthode pourrait fournir des renseignements sur les ressources qui contribueront à définir les besoins en matière de réglementation et d'exploration, et qui aideront les responsables de la réglementation et les membres de l'industrie à limiter les risques associés à la production et à déterminer les cibles de forage prioritaires, ce qui réduira les effets de la production, de la conversion, de la distribution et de l'utilisation de l'énergie sur l'environnement. Le projet sera basé à Calgary.

Partenaires	L'équipe du projet est dirigée par des chercheurs scientifiques de la Commission géologique du Canada, au sein de Ressources naturelles Canada (RNCan). Les collaborateurs hors RNCan comprennent les suivants : • Office national de l'énergie • Conseil national de recherches
Personne-ressource	Zhuoheng Chen, Commission géologique du Canada, RNCan, 403-292-7115, zchen@rncan.gc.ca

PALIER FÉDÉRAL	
Titre du projet ou de l'étude	***Élaboration de méthodes pour combler les principales lacunes dans les connaissances sur les systèmes de schistes non classiques***
Objectif du projet ou de l'étude	Le projet vise à mettre au point une méthode améliorée permettant de mieux caractériser la matière organique dans les roches pétrolifères non classiques.
Description du projet **Calendrier : 1er avril 2012 – 31 mars 2016**	Le projet comprend des évaluations des ressources ainsi que des études de caractérisation des systèmes pétroliers et gaziers non classiques au Canada pour lesquels il existe de graves lacunes dans les connaissances sur le rôle de la matière organique dans la création des espaces interstitiels, le cheminement des hydrocarbures dans les formations, la perméabilité, la maturité thermique et la génération potentielle d'hydrocarbures. Les questions abordées par le projet sont les suivantes : • amélioration géochimique des paramètres définis de manière fonctionnelle par des analyses à l'aide d'un pyrolyseur Rock-Eval et par la pétrologie organique en systèmes non classiques; • compréhension et caractérisation (modélisation) de l'évolution des espaces interstitiels dans la matière organique pendant la maturation thermique; • amélioration des indicateurs de la maturité thermique comme principal outil d'exploration et d'évaluation pour les systèmes pétroliers non classiques; • évaluation quantitative du parcours des hydrocarbures multiphases comme mesure novatrice de diverses fractions d'hydrocarbures dans la roche, permettant une meilleure mesure du gaz et du pétrole en place dans les systèmes non classiques; • compréhension et caractérisation de l'interaction entre la matrice minérale et la matière organique ainsi que de son incidence sur la production d'hydrocarbures dans les formations rocheuses pétrolifères non classiques. Le projet sera basé à Calgary.
Sommaire des principales constatations	Les principaux résultats seront publiés dans leur intégralité au terme du projet (31 mars 2016). Il se pourrait que des résultats préliminaires soient dévoilés avant cette date. Les résultats de ce projet mèneront à l'élaboration de méthodes géochimiques et pétrologiques et à la génération de connaissances qui permettront d'améliorer l'évaluation des ressources à l'échelle nationale ainsi que de comprendre le comportement à court terme et à long terme des systèmes non classiques pendant la production, ce qui sera profitable tant pour les exploitants que pour les responsables de la réglementation.

	Les avancées permises par ce projet sur le plan des techniques et des connaissances amélioreront notre compréhension des ressources non classiques au Canada et accroîtront l'efficacité des techniques utilisées pour l'exploration, l'exploitation et la production durables de ces ressources.
Partenaires	L'équipe du projet est dirigée par des chercheurs scientifiques de la Commission géologique du Canada, au sein de Ressources naturelles Canada (RNCan).
Personne-ressource	Hamed Sanei, RNCan/Commission géologique du Canada – Calgary, 403-292-7045; hsanei@rncan.gc.ca

PALIER FÉDÉRAL	
Titre du projet ou de l'étude	***Outil de prospection sismique pour l'évaluation des connaissances géoscientifiques sur les conditions de base près de la surface en vue de l'exploration et de l'exploitation pétrolières* (comprend un second rapport)**
Objectif du projet ou de l'étude	Ce projet a été conçu à partir des relevés des outils de forage sismique afin de fournir des données géoscientifiques publiques sur les conditions de base près de la surface pour faciliter la caractérisation des ressources d'agrégats granulaires jugées déterminantes pour l'aménagement des infrastructures (par exemple, routes, pipelines, plateformes d'exploitation), y compris les sources de sables de fracturation non consolidés, ainsi que pour faciliter l'évaluation et la compréhension des géorisques (glissements de terrain, présence de glace de sol, épaisseur du pergélisol et aquifères captifs).
Description du projet **Calendrier : Avril 2008 – Mars 2011**	Ce projet a été le premier à établir la variété des applications et des utilités des relevés des outils de forage sismique (que l'industrie possédait, mais n'avait jamais utilisés) pour ce qui est de la compréhension des caractéristiques géologiques près de la surface, y compris la reconstitution et l'interprétation à l'échelle du territoire : 1) des ressources possibles d'agrégats granulaires et de sables de fracturation; 2) des géorisques (glace, eau, gaz souterrains); 3) de la dérive et de l'épaisseur du till; 4) du faciès du till; 5) du pergélisol et de la glace de sol; 6) de l'épaisseur de la fondrière; 7) de l'affleurement et du subaffleurement. Le projet a permis de reproduire de manière numérique et spatiale tous les relevés d'outils de forage sismique disponibles dans les archives de l'industrie pour la portion continentale des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon. Les données géoscientifiques extraites et interprétées à partir d'autres cartes, rapports et bases de données publiés ont été couplées avec la base de données sur le forage sismique et le système d'information géographique (SIG) pour produire des synthèses thématiques sur différents aspects de l'exploration et de l'exploitation pétrolières, dont les infrastructures, les dangers et l'évaluation environnementale. Le projet était basé à Calgary, en Alberta.
Sommaire des principales constatations	Parmi les résultats figuraient les suivants : • Le projet a permis de reproduire de manière numérique et de rendre publics 344 000 relevés de données géoscientifiques auparavant inutilisées sur des régions où il y a de l'exploration pétrolière, y compris les régions d'exploitation du gaz de schiste dans les Territoires du Nord-Ouest, ainsi que la zone d'exploration du pétrole de schiste de la Formation de Canol, dans la région de Norman Wells.

	• La base de données et les publications du SIG thématiques issues de ce projet ont permis de créer d'importants outils de référence numériques qui sont utilisés pour guider les enquêtes sur le terrain et les évaluations environnementales ainsi que pour en améliorer l'efficacité et le rapport coût-efficacité, et pour améliorer la durabilité environnementale des pipelines des régions nordiques ainsi que la conception, l'évaluation et l'aménagement des infrastructures connexes. • La reconstitution des possibles ressources d'agrégats granulaires en surface et sous la surface est considérée comme le résultat le plus immédiat et le plus important du projet, puisqu'elle a permis de caractériser des ressources limitatives déterminantes représentant plus d'un milliard de dollars, dans des régions visées par des activités nouvelles ou existantes d'exploration des ressources pétrolières ou par l'aménagement d'infrastructures communautaires ou territoriales (par exemple, des routes). • La reconstitution des ressources d'agrégats granulaires a permis d'identifier des sources possibles de sables de fracturation non consolidés, lesquelles peuvent être ciblées par des travaux d'exploration et d'évaluation ultérieurs.
Partenaires	Projet dirigé par la Commission géologique du Canada (CGC), ayant fait appel à deux techniciens rattachés à la CGC et à plus de 30 étudiants embauchés comme techniciens pour les bases de données et le SIG, ainsi qu'à la collaboration : • de 23 entreprises qui ont donné accès à l'ensemble de leurs archives; • de 99 entreprises, successeurs ou gestionnaires de données qui ont autorisé la publication de données détenues en coentreprise ou en partenariat; • du *Northwest Territories Geoscience Office* • de l'Université de Calgary
Personne-ressource	Rod Smith, RNCan/Commission géologique du Canada – Calgary, 403-292-7132; rodsmith@rncan.gc.ca

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Montney Formation Play Atlas Northeast British Columbia*** **(Atlas de la zone de prospection dans la Formation de Montney – nord-est de la Colombie-Britannique)**
Objectif du projet ou de l'étude	L'atlas de la zone de prospection dans la Formation de Montney a été compilé afin de résumer les résultats d'une initiative de cartographie régionale à l'appui d'un projet collaboratif d'évaluation des ressources de la zone de Montney, regroupant l'Office national de l'énergie, le ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique et du Conseil de l'économie d'énergie de l'Alberta.
Description du projet Calendrier : octobre 2011 – octobre 2012	La série de cartes que renferme ce rapport a été compilée à partir données de carottage et de puits non confidentielles, afin de délimiter et de répartir les paramètres de la zone de prospection des ressources non classiques dans la région de la Formation de Montney, dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Cet atlas a été la principale contribution de la *British Columbia Oil and Gas Commision* au projet multipartite d'évaluation des ressources dans la zone de Montney, dont les résultats devraient être publiés à l'été de 2013.
Sommaire des principales constatations	**Cartes (4) d'activité/zone d'intérêt – zone de Montney** • Zone d'intérêt pour les ressources non classiques dans la zone de Montney • Champs et bassins dans la zone de Montney • Activité dans la zone de Montney 2011-2012 • Zone d'intérêt pour la turbidite dans la zone inférieure de Montney **Cartes (2) de coupes transversales** • Altares à la rivière Chinchaga • Sundown au ruisseau Dawson **Cartes (2) de structure** • Structure au sommet de la zone de Montney • Profondeur verticale vraie jusqu'au sommet de la zone de Montney **Cartes (4) d'isopaques** • Total – zone de Montney • Partie supérieure de Montney (Upper Montney) • Partie inférieure de Montney (Lower Montney) • Belloy à Debolt

	Cartes (4) de la Formation de Montney • Température • Pression • Gradient de pression • Pression maximale de stimulation de la fracturation **Cartes (4) de minéralogie** • Pourcentage de quartz • Pourcentage de feldspath • Pourcentage de carbonate • Pourcentage d'argile **Cartes (4) d'analyse des gaz** • Pourcentage de C3+ • Pourcentage de C5+ • Teneur pondérée en C6+ • Fraction de H2S **Carte (1) de maturité** • T_{max} **Cartes (5) des liquides gazeux** • 2011 BC08 C3 et C4 • 2011 BC08 C5+ • Q1 2012 BC08 C3 et C4 • Q1 2012 BC08 C5+ • Zone d'intérêt pour les liquides dans la zone de Montney
Partenaire	Ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique
Personne-ressource	Mark Hayes, chef technique, Évaluation des ressources, la *British Columbia Oil and Gas Commision* , 250-419-4431, mark.hayes@bcogc.ca

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Besa River Formations, Western Liard Basin, British Columbia (NTS 094N) : Geochemistry and Regional Correlations*** **(Formations de Besa River, ouest du bassin de Liard, Colombie-Britannique [094N du SNRC] : Géochimie et corrélations régionales)**
Objectif du projet ou de l'étude	Le projet permettra de caractériser les schistes de la Formation de Besa River dans des affleurements (roche exposée en surface) qui contiennent des équivalents de la Formation de Horn River. Cette information donnera un aperçu des analogues, facilement accessibles en surface, des schistes du sous-sol de Horn River.
Description du projet Calendrier : avril 2010 — mars 2011	La zone d'étude est située à environ 225 km au nord-ouest de Fort Nelson, juste au sud de la limite entre la Colombie-Britannique et le Yukon, dans la partie ouest du bassin de Liard. L'étude comportait des mesures et la description d'une coupe de la Formation de Besa River ainsi que l'acquisition d'échantillons dans des intervalles de 2 m. Ceux-ci ont été soumis à l'analyse afin de déterminer la géochimie organique par pyrolyse Rock-Eval et la lithogéochimie. Des données de spectrométrie gamma ont été acquises à tous les mètres au moyen d'un spectromètre portatif et des échantillons représentatifs ont été prélevés afin de déterminer la maturation thermique par microscopie avec lumière réfléchissante. Des diagraphies de rayons gamma et d'autres données ont été utilisées pour créer des enregistrements qui pouvaient servir à corréler l'unité avec des parties similaires dans le sous-sol. Les aspects étudiés comprennent : • l'épaisseur; • la composition; • la maturité thermique; • la géochimie organique et la lithogéochimie; • la corrélation dans le sous-sol. La Formation de Besa River est divisible en six unités lithostratigraphiques et les mesures ont été effectuées sur 285 mètres de la formation.
Sommaire des principales constatations	• L'analyse Rock-Eval indique deux zones à teneur élevée en carbone organique atteignant 6 % en poids. • La corrélation des traces de rayons gamma dans le sous-sol indique que la Formation de Besa River contient des équivalents du Membre de Muskwa de la Formation de Horn River et de la Formation d'Exshaw.

Partenaires	La présente étude fait partie d'un programme de collaboration entre la Commission géologique du Canada et le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique, et s'inscrit dans le cadre du programme de géocartographie de l'énergie et des minéraux (GEM) du gouvernement fédéral.
Personne-ressource	Filippo Ferri, directeur, Géologie du pétrole, ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique, 250-952-0377, fil.ferri@gov.bc.ca

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Geochemistry and Shale Gas Potential of the Garbutt Formation, Liard Basin, British Columbia (Parts NTS 094N, O; 095B, C)*** **(Géochimie et ressources potentielles de gaz de schiste de la Formation de Garbutt, bassin de Liard, Colombie-Britannique [parties de 094N, O; 095B, C du SNRC])**
Objectif du projet ou de l'étude	Le projet permettra de caractériser les schistes de la Formation de Garbutt dans des affleurements (roche exposée en surface) qui contiennent des schistes riches en matière organique ayant un potentiel comme zone de prospection d'hydrocarbures (gaz de schiste, par ex.). Une corrélation sera établie entre ces schistes et des séquences similaires dans le sous-sol, à l'intérieur du bassin de Liard.
Description du projet Calendrier : avril 2010 — mars 2011	La zone d'étude est située à environ 200 km au nord-ouest de Fort Nelson, juste au sud de la limite entre la Colombie-Britannique et le Yukon, dans la partie ouest du bassin de Liard. L'étude comportait des mesures et une description de plusieurs coupes de la Formation de Garbutt ainsi que l'acquisition d'échantillons dans des intervalles de 2 m. Ceux-ci ont été soumis à l'analyse afin de déterminer la géochimie organique par pyrolyse Rock-Eval et la lithogéochimie. Des données de spectrométrie gamma ont été acquises à tous les mètres au moyen d'un spectromètre portatif et des échantillons représentatifs ont été prélevés afin de déterminer la maturation thermique par microscopie avec lumière réfléchissante. Des diagraphies de rayons gamma et d'autres données ont été utilisées pour créer des enregistrements qui pouvaient servir à corréler l'unité avec des parties similaires dans le sous-sol. Les aspects étudiés comprennent : • l'épaisseur; • la composition; • la maturité thermique; • la géochimie organique et la lithogéochimie; • la corrélation dans le sous-sol. En outre, des mesures ont été effectuées sur 285 mètres de la formation.
Sommaire des principales constatations	• Dépôt sous la base des ondes de tempête en milieu prodeltaïque. • Analyse Rock-Eval indiquant une teneur moyenne en carbone organique total de 1,12 % en poids, avec des crêtes entre 1,2 et 1,67 %. • Conditions de dépôt proches de la limite oxique-anoxique.

Partenaires	La présente étude fait partie d'un programme de collaboration entre la Commission géologique du Canada et le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique, et s'inscrit dans le cadre du programme de géocartographie de l'énergie et des minéraux (GEM) du gouvernement fédéral.
Personne-ressource	Filippo Ferri, directeur, Géologie du pétrole, ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique, 250-952-0377, fil.ferri@gov.bc.ca

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Toad Formation (Montney and Doig equivalent) in the Northwestern Halfway River Map Area, British Columbia (NTS 094B/14)*** **(Formation de Toad [équivalente des Formations de Montney et de Doig] dans le nord-ouest de la région de la carte Halfway River, Colombie-Britannique [094B/14 du SNRC])**
Objectif du projet ou de l'étude	Le projet permettra de caractériser les schistes de la Formation de Toad dans des affleurements (roche exposée en surface) qui contiennent des équivalents des Formations de Montney et de Doig. Cette information donnera un aperçu des analogues, facilement accessibles en surface, des schistes du sous-sol de Montney et de Doig.
Description du projet Calendrier : avril 2009 — mars 2010	La zone d'étude est située à environ 125 km au nord-ouest de Fort St. John, à l'extrémité nord de la zone de prospection des ressources d'hydrocarbures non classiques de Montney. L'étude comportait des mesures et la description d'une coupe de la Formation de Toad ainsi que l'acquisition d'échantillons dans des intervalles de 5 m. Ceux-ci ont été soumis à l'analyse afin de déterminer la géochimie organique par pyrolyse Rock-Eval et la lithogéochimie. Des données de spectrométrie gamma ont été acquises à tous les mètres au moyen d'un spectromètre portatif et des échantillons représentatifs ont été prélevés afin de déterminer la maturation thermique par microscopie avec lumière réfléchissante. Des diagraphies de rayons gamma et d'autres données ont été utilisées pour créer des enregistrements qui pouvaient servir à corréler l'unité avec des parties similaires dans le sous-sol. Les aspects étudiés comprennent : • l'épaisseur; • la composition; • la maturité thermique; • la géochimie organique et la lithogéochimie; • la corrélation dans le sous-sol. En outre, des mesures ont été effectuées sur 630 mètres de la Formation de Toad.
Sommaire des principales constatations	• Dépôt par des courants à haute densité (turbidites). • Analyse Rock-Eval indiquant une teneur moyenne en carbone organique total de 5 % en poids. • La Formation de Toad est en corrélation avec les Formations de Montney et de Doig.

Partenaires	La présente étude fait partie d'un programme de collaboration entre la Commission géologique du Canada et le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique, et s'inscrit dans le cadre du programme de géocartographie de l'énergie et des minéraux (GEM) du gouvernement fédéral.
Personne-ressource	Filippo Ferri, directeur, Géologie du pétrole, ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique, 250-952-0377, fil.ferri@gov.bc.ca

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Horn River Basin-Equivalent Strata in Besa River Formation Shale, Northeastern British Columbia (NTS 094K/15)*** **Strates équivalentes du bassin de Horn River dans les schistes de la Formation de Besa River, dans le nord-est de la Colombie-Britannique [094K/15 du SNRC])**
Objectif du projet ou de l'étude	Le présent rapport résume les résultats préliminaires de la saison 2011 sur le terrain et s'inscrit dans le cadre d'un projet en cours qui examine les affleurements de strates équivalentes du bassin de Horn River à l'intérieur de la Formation de Besa River, dans le nord-est de la Colombie-Britannique.
Description du projet Calendrier : juin 2011 — août 2011	Les principaux objectifs de ce rapport sont de délimiter les unités dans les affleurements qui sont équivalentes à des horizons producteurs de gaz de schiste du sous-sol, fournissant par conséquent des coupes de référence permettant de comprendre le cadre géologique des strates dans le bassin de Horn River. Les questions suivantes sont abordées : • Quels sont les résultats des analyses de spectrométrie gamma? • Quels sont les résultats des analyses Rock-Eval et de la maturité thermique? La méthodologie comprenait un échantillonnage sur le terrain, l'analyse et l'établissement de rapports. Des roches de la Formation de Besa River ont été mesurées sur environ 310 mètres et décrites en deux coupes le long d'un petit ravin orienté vers l'ouest, situé à environ 12 km au nord-ouest du mont Stone. Les travaux sur le terrain ont été réalisés à proximité de Fort Nelson dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le travail de bureau a été effectué à Victoria (Colombie-Britannique).
Sommaire des principales constatations	• La coupe de 2011 de la Formation de Besa River dans la région du mont Stone est largement similaire à celle mesurée dans les monts Caribou au cours de la saison 2010 sur le terrain. • Les niveaux de crête du rayonnement gamma naturel (et des teneurs en uranium) de la coupe de 2011 se situent à la moitié des niveaux observés dans la coupe de 2010. • La corrélation entre la diagraphie de rayons gamma de surface et la coupe de subsurface au sud-est et au nord-est indique la présence de marqueurs des Formations d'Evie, de Muskwa et d'Exshaw à la surface. • L'analyse Rock-Eval indique des niveaux de carbone organique total de 5 à 7 % en poids dans les strates équivalentes d'Evie, de Muskwa et d'Exshaw. En outre, il y a une autre zone à niveau élevé de carbone organique total (jusqu'à 8 % en poids) au-dessus du marqueur d'Exshaw, dans la partie supérieure de la Formation de Besa River.

Partenaires	La présente étude fait partie d'un programme de collaboration entre la Commission géologique du Canada et le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique, et s'inscrit dans le cadre du programme de géocartographie de l'énergie et des minéraux (GEM) du gouvernement fédéral.
Personne-ressource	Filippo Ferri, directeur, Géologie du pétrole, ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique, 250-952-0377, fil.ferri@gov.bc.ca

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Ultimate Potential for Unconventional Natural Gas in Northeast British Columbia's Horn River Basin*** **(Potentiel ultime des ressources en gaz naturel non classique dans le bassin de Horn River, dans le nord-est de la Colombie-Britannique)**
Objectif du projet ou de l'étude	L'étude fait partie d'une série d'évaluations du marché de l'énergie (ÉMÉ) qui fournissent de l'information sur les ressources gazières totales des bassins sédimentaires du Canada. Il s'agit d'une évaluation conjointe produite par l'Office national de l'énergie et le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique. En 2010, l'Office national de l'énergie et le ministère de l'Énergie et des Mines déterminaient qu'il y avait suffisamment de données pour estimer de façon fiable le potentiel de la zone de gaz de schiste du bassin de Horn River. Le rapport ne porte pas spécifiquement sur l'aspect économique de la découverte, de la mise en valeur ou de la production des ressources gazières de la Colombie-Britannique.
Description du projet Calendrier : juillet 2010 – mai 2011	Il s'agit de la première évaluation probabiliste des ressources d'un bassin de schiste canadien à être rendue publique. Le rapport est axé sur l'estimation du potentiel ultime des ressources en gaz naturel non classique dans le bassin de Horn River. Ceci a été déterminé par : • l'examen des données pertinentes, des études antérieures et d'autres renseignements; • la cartographie de certaines caractéristiques géologiques des schistes de Muskwa, d'Otter Park et d'Evie du bassin de Horn River de façon à les représenter sous forme d'une grille fondée sur l'unité d'espacement des forages de la Colombie-Britannique; • la collecte des observations des sociétés minières actives dans la zone de l'étude. Les questions suivantes sont abordées : • Quelle est l'estimation du potentiel ultime de gaz naturel non classique dans le bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique? • Quel est le potentiel de ressources découvertes et non découvertes dans le bassin de Horn River? • Quelle est la distribution statistique du gaz en place et du gaz commercialisable? Le travail de bureau a été effectué à Calgary (Alberta) et à Victoria (Colombie-Britannique).

Sommaire des principales constatations	Cette évaluation a permis de déterminer une nouvelle ressource disponible pour la Colombie-Britannique et le Canada, et de classer le bassin de Horn River parmi les bassins de gaz de schiste les plus prometteurs en Amérique du Nord. • Les réserves ultimes de gaz en place (GEP) dans le bassin de Horn River sont estimées entre 372 et 529 billions de pieds cubes, avec un résultat attendu de 448 billions de pieds cubes. • La base de ressources commercialisables est estimée entre 61 et 96 billions de pieds cubes, avec un résultat attendu de 78 billions de pieds cubes. L'estimation moyenne représente le résultat le plus réaliste. • Les ressources découvertes dans le bassin de Horn River seraient de 3 billions de pieds cubes, tandis que les ressources non découvertes atteindraient 75 billions de pieds cubes (scénario d'une exploitation moyenne). Le nord-est de la Colombie-Britannique posséderait environ 55 % des ressources restantes déclarées de gaz naturel classique et non classique dans le bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada. Jusqu'à la fin de 2010, et tenant compte de la production cumulative de gaz de 21,3 billions de pieds cubes en Colombie-Britannique, on estime que le gaz naturel classique et non classique qui resterait disponible pour la future demande est de 109 billions de pieds cubes. Cette estimation ne tient pas compte d'autres ressources gazières non classiques dont l'existence est connue en Colombie-Britannique. Un certain nombre d'autres zones gazières en Colombie-Britannique, s'ils étaient mis en valeur, pourraient augmenter considérablement les ressources disponibles pour une utilisation au Canada ou à des fins d'exportation. L'Office national de l'énergie et le ministère de l'Énergie et des Mines ont l'intention d'évaluer les ressources des thèmes de la Colombie-Britannique dans la mesure où le temps, les données et les ressources le permettront.
Partenaires	La présente étude fait partie d'un programme de collaboration entre l'Office national de l'énergie et le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique.
Personne-ressource	1- Christopher Adams, spécialiste du domaine pétrolier et gazier, ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique, Division du pétrole et du gaz, Direction générale des géosciences et des initiatives stratégiques, Victoria (Colombie-Britannique), téléphone 250-953-3763, Christopher.Adams@gov.bc.ca 2- Filippo Ferri, directeur, Géologie du pétrole, ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique, 250-952-0377, fil.ferri@gov.bc.ca

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Geology of the Toad River Area (NTS 094N), Northeast British Columbia*** **(Géologie de la région de la carte Toad River [094N du SNRC], nord-est de la Colombie-Britannique)**
Objectif du projet ou de l'étude	Entreprendre des travaux sur le terrain dans la région de la carte Toad River, mettre à jour la base de données géologiques du substratum rocheux, contraindre l'histoire de la maturation et offrir une synthèse de la géologie de la région.
Description du projet Calendrier : juin 2011 – août 2011	Le projet s'appuie sur des études géologiques publiées et inédites, y compris la cartographie détaillée le long de la rivière Liard, préparée pour *British Columbia Hydro* (Geotex Consultants, 1984). De nouvelles cartes géologiques du substratum rocheux, utilisables à l'aide d'un SIG, seront produites pour la région de la carte Toad River. Chacune des cartes comportera des données cartographiques de base (emplacement, observations lithologiques et structurales) et des données de base pour les coupes mesurées (emplacement, observateur), ainsi que des jeux de données liés à l'acquisition d'échantillons (rapports de paléontologie, analyses Rock-Eval, géochronologie et réflectance de la vitrinite) recueillis dans le cadre du projet et provenant de sources historiques. Le rapport est le premier rapport de synthèse sur la stratigraphie et la structure de la région de la carte Toad River depuis le rapport de synthèse de McLearn et Kindle (1950) sur la géologie du nord-est de la Colombie-Britannique. Les travaux sur le terrain ont été exécutés au nord-ouest de Fort Nelson (Colombie-Britannique) – à la bordure ouest du bassin de Liard, tandis que le travail de bureau a été effectué à Victoria (Colombie-Britannique).
Sommaire des principales constatations	Plus de 8000 mètres de strates du Mésoprotérozoïque; du Néoprotérozoïque-Cambrien; du Paléozoïque inférieur, moyen et supérieur; du Trias et du Crétacé sont exposés dans la région de la carte Toad River, y compris trois unités riches en matière organique ayant un potentiel de gaz de schiste.
Partenaires	La présente étude fait partie d'un programme de collaboration entre la Commission géologique du Canada et le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique, et s'inscrit dans le cadre du programme de géocartographie de l'énergie et des minéraux (GEM) du gouvernement fédéral.
Personne-ressource	Filippo Ferri, directeur, Géologie du pétrole, ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique, 250-952-0377, fil.ferri@gov.bc.ca

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Possible Use of Water Isotherms to Measure Porosity and Related Properties of Shales*** **(Utilisation possible des isothermes de l'eau pour mesurer la porosité et les propriétés connexes des schistes)**
Objectif du projet ou de l'étude	Mesurer la porosité des schistes par la déshydratation de déblais de forage de schiste.
Description du projet Calendrier : avril 2009 – mars 2010	Le projet a permis de recueillir des échantillons de la Formation de Moosebar du Crétacé inférieur à partir des puits dans les zones de Bubbles, de Town et de Beg Ouest, à environ 150 km au nord-ouest de Fort St. John. Ces échantillons ont été asséchés au moyen de solutions salines saturées, puis mesurées pendant une certaine période afin de calculer les isothermes de l'eau. La principale question abordée est la suivante : • Est-ce que la porosité d'un schiste ou d'un réservoir étanche peut être déterminée au moyen de la déshydratation lente d'échantillons représentatifs afin de déterminer la porosité des échantillons et de connaître la taille des pores?
Sommaire des principales constatations	• Il est possible de mesurer la porosité dans des déblais de schiste à l'aide des isothermes de l'eau. • Ce procédé impose beaucoup moins de stress sur les échantillons que le chauffage des échantillons ou l'injection de mercure à haute pression. • La méthode fournit de l'information sur la perméabilité relative aux gaz. • On peut obtenir de l'information sur la distribution de la taille des pores. • En mesurant soigneusement le taux de perte d'humidité, on peut obtenir de l'information sur le taux de dégagement de gaz. • La combinaison de la méthode des isothermes de l'eau avec la pycnométrie He offre un moyen d'estimer la saturation en gaz.
Partenaires	La présente étude a été dirigée par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique.
Personne-ressource	Filippo Ferri, directeur, Géologie du pétrole, ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique, 250-952-0377, fil.ferri@gov.bc.ca

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Attrition Experiments for the Beneficiation of Unconsolidated Sand Sources of Potential Hydraulic Fracture Sand, Northeast British Columbia*** **(Expériences d'attrition pour l'enrichissement de sources de sable non consolidé en vue d'une utilisation comme sable de fracturation hydraulique, nord-est de la Colombie-Britannique)**
Objectif du projet ou de l'étude	Déterminer si l'attrition de sable à faible teneur en silice par culbutage dans un broyeur culbuteur à billes d'acier suffirait à éliminer les grains de sable délétères (non siliceux) et à améliorer la teneur en silice des sables, de façon à ce qu'ils conviennent mieux à une utilisation dans la fracturation hydraulique.
Description du projet Calendrier : avril 2010 — mars 2011	Un échantillon homogène de sable a été prélevé dans le champ de dunes éoliennes de Fontas, à environ 100 km au nord-est de Fort Nelson. L'échantillon a été divisé en trois sous-ensembles qui ont été traités afin de déterminer si : 1) la durée de l'agitation améliorait la qualité du sable (augmentant la quantité de sable quartzeux) d'un échantillon brut non calibré; 2) si la durée d'agitation améliorait la qualité du sable d'un échantillon précalibré; 3) si une agitation plus vigoureuse améliorait la qualité du sable.
Sommaire des principales constatations	• Bien que l'agitation ou un léger broyage d'un échantillon de sable puisse mener à la dégradation de grains de sable délétères, cela s'avère insuffisant pour hausser la teneur en quartz au niveau des normes de l'industrie pour la fracturation hydraulique. • Bien qu'un broyage vigoureux et des durées plus longues aient permis d'obtenir la plus forte augmentation de la teneur en quartz, ce procédé a également produit des grains anguleux qui ne constituent pas le matériau idéal comme agent de soutènement.
Partenaires	La présente étude fait partie d'un programme de collaboration entre la Commission géologique du Canada et le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique, et s'inscrit dans le cadre du programme de géocartographie de l'énergie et des minéraux (GEM) du gouvernement fédéral.
Personne-ressource	Adrian Hickin, directeur, Direction générale des géosciences, ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique, 250-953-3801, adrian.hickin@gov.bc.ca

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Preliminary Assessment of Potential Hydraulic Fracture Sand Sources and their Depositional Origin, Northeast British Columbia*** **(Évaluation préliminaire de sources possibles de sable de fracturation et origine des dépôts, nord-est de la Colombie-Britannique)**
Objectif du projet ou de l'étude	Constituer un inventaire initial des sources locales prometteuses de sable de fracturation en tenant compte du coût excessif associé au transport des agents de soutènement servant à la fracturation hydraulique (« sable de fracturation ») à partir de sources établies dans le nord-est de la Colombie-Britannique, ainsi qu'en tenant compte de la demande anticipée qui résultera de l'exploitation accrue des ressources de gaz de schiste non classique dans cette zone.
Description du projet Calendrier : 2009 — -2010	La présente étude porte sur l'emplacement, la nature et l'origine de dépôts de sable non consolidé, riche en quartz, et des affleurements rocheux qui se trouvent naturellement dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Les dépôts ont été documentés dans le cadre des activités de cartographie géologique du substratum rocheux et des dépôts superficiels, réalisées par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique, en partenariat avec la Commission géologique du Canada. Certains échantillons prélevés au cours de ces programmes de cartographie sont évalués afin de déterminer si les dépôts peuvent être des sources de sable de fracturation. Le projet portait sur la région où le gaz de schiste représentait un objectif de prospection, soit dans les zones de Fort St. John, de Dawson Creek (Montney) et de Fort Nelson (bassin de Horn River, rentrant de Cordova et rivière Liard). Le document présente une évaluation préliminaire de sept échantillons du substratum rocheux et de 17 échantillons de sable non consolidé prélevés dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Pour les échantillons de roche, des lames minces et une carte d'inventaire des unités prometteuses dans les contreforts des Rocheuses sont fournies. Pour les échantillons de sable non consolidé, des lames minces, des photos de grains (binoculaire, lumière naturelle et nicols croisés), la géochimie des principaux oxydes et la granulométrie sont fournies.
Sommaire des principales constatations	Les résultats indiquent que les Formations de Liard et de Charlie Lake (Trias) et les Formations de Monteith et de Monach du Groupe de Minnes (Jurassique tardif au Crétacé) sont les unités les plus prometteuses du substratum rocheux parmi celles qui ont été évaluées. La Formation de Liard est principalement constituée de quartz-arénite, tandis que la Formation de Charlie Lake est une feldsparénite, toutes deux avec un

	ciment carbonaté. Les dépôts non consolidés qui sont les plus prometteurs proviennent de trois milieux de dépôt : glaciodeltaïque, éolien et fluvioglaciaire. Autres constatations : • La zone Komie, un objectif prioritaire, est située près de l'intersection des chemins Geetla et Komie sur la bordure ouest du bassin de Horn River. Il s'agit d'un delta fluvioglaciaire (~8 km^2) constitué principalement de sable riche en quartz à grains moyens bien arrondis. • Le delta fluvioglaciaire Redwillow est un vaste (2 km^2) dépôt de sable au sud de Dawson Creek comportant des grains de quartz en abondance mélangés avec des grains lithiques. • Les dépôts éoliens du champ de dunes de Fontas (Wolfe et coll., 2007) contiennent du sable quartzeux monocristallin à grains fins et représentent un excellent objectif de prospection. • L'étude indique d'autres sources dunaires qui offrent un potentiel.
Partenaires	La présente étude fait partie d'un programme de collaboration entre la Commission géologique du Canada et le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique, et s'inscrit dans le cadre du programme de géocartographie de l'énergie et des minéraux (GEM) du gouvernement fédéral.
Personne-ressource	Adrian Hickin, directeur, Direction générale des géosciences, ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique, 250-953-3801, adrian.hickin@gov.bc.ca

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Implementing Geomatics Technology for Aggregate Exploration, Northeast British Columbia*** **(Mise en œuvre de la géomatique pour l'exploration à la recherche de granulats, nord-est de la Colombie-Britannique)**
Objectif du projet ou de l'étude	Explorer des dépôts de granulats appropriés pour la construction dans le nord-est de la Colombie-Britannique permettant de soutenir la réfection et la construction de routes utilisées à des fins d'exploitation pétrolière et gazière, afin de répondre à une augmentation de la demande de gravier et à une pénurie chronique de l'approvisionnement.
Description du projet Calendrier : 2003 — 2005	Dans ce document, on passe en revue les technologies de géomatique et les données qui ont été utilisées dans le cadre du programme. Le projet consiste à examiner le matériel, les logiciels, les données et les traitements appliqués à l'exploration des granulats.
Sommaire des principales constatations	• La navigation en temps réel permet aux géologues sur le terrain d'acquérir des connaissances plus précises sur les caractéristiques de la région et sur la relation entre l'apparence des entités sur les photos aériennes et sur le terrain. • La collecte de données numériques sur le terrain permet des mises à jour fréquentes des progrès sur le terrain et une compilation rapide des données au bureau. • Il existe d'intéressantes possibilités d'améliorer davantage le matériel utilisé dans l'exploration des granulats en mettant en œuvre de nouvelles technologies, particulièrement pour la collecte de données sur le terrain. • Les technologies décrites ont favorisé la découverte de six dépôts dont les ressources sont évaluées à plus de 5 millions de mètres cubes de sable et de gravier, ainsi que de 24 autres zones prometteuses qui renfermeraient d'importantes quantités de matériaux granulaires.
Partenaires	L'étude a été dirigée par la Direction générale du développement des ressources et des géosciences du ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique.
Personne-ressource	Travis Ferbey, Direction de la Commission géologique, ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique, 250-953-3773, Travis.Ferbey@gov.bc.ca

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Geo-Mapping for Energy and Minerals Program (GEM-Energy): Preliminary Surficial Geology, Geomorphology, Resource Evaluation and Geohazard Assessment for the Maxhamish Lake Map Area (NTS 094O), Northeastern British Columbia*** **(Programme de géocartographie de l'énergie et des minéraux [GEM-Énergie] : Ébauche de la géologie de surface, géomorphologie, évaluation des ressources et des géorisques pour la région de la carte Maxhamish Lake [094O du SNRC], nord-est de la Colombie-Britannique)**
Objectif du projet ou de l'étude	Le projet a pour but d'offrir aux organismes gouvernementaux, à l'industrie, aux collectivités et au public de l'information géoscientifique fiable sur les matériaux superficiels, les géorisques et les ressources éventuelles de granulats, de sable de fracturation et d'eau souterraine.
Description du projet Calendrier : avril 2010 — mars 2011	Les principaux objectifs du projet sont de présenter des conclusions fondées sur des observations pour répondre aux questions suivantes : • Quelle est la répartition des dépôts superficiels et des formes de relief? • Est-il possible de déterminer des dépôts ou d'éventuels dépôts d'agrégats granulaires? • Est-il possible de déterminer des sources de sable de fracturation? • Quelle proportion de la région est vulnérable aux géorisques? Le projet est axé sur les unités géologiques de surface. Les formes de relief sont cartographiées et classifiées sur la feuille de carte Maxhamish Lake (094O du SNRC), une région qui s'étend sur environ 12 624 km^2 dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Il s'agit d'une évaluation préliminaire du potentiel en agrégats granulaires et des possibles sources de sable de fracturation, ainsi que d'une évaluation de base des géorisques dans la zone d'étude. Le projet est une compilation de l'information à l'échelle régionale sur les dépôts superficiels et les processus géomorphologiques dans le nord-est de la Colombie-Britannique, s'appuyant sur : • la connaissance d'autres études régionales et de projets de cartographie des dépôts de surface; • la classification et la cartographie prédictive numérique à distance des formes de relief; • l'analyse comparative des études sur le terrain axées sur la répartition, à l'échelle régionale, des dépôts superficiels, du pergélisol, des glissements de terrain et d'autres processus géomorphologiques;

	• l'intégration des connaissances sur les limites de la glaciation, la gamme des processus sous-glaciaires, les formes d'écoulement glaciaire ainsi que l'histoire du retrait des glaciers et la formation de lacs glaciaires au cours d'une période dynamique de changements climatiques et de processus géomorphologiques.
Sommaire des principales constatations	• Les cartes de la géologie de surface et les bases de données qui y sont liées ont été créées pour la région de la carte Maxhamish Lake afin de déterminer, de classifier et d'évaluer les zones susceptibles de renfermer des agrégats granulaires, des sources de sable de fracturation et des eaux souterraines, ainsi que les zones qui présentent des géorisques. Il est possible de télécharger ces cartes numériques ou de se les procurer sur CD-ROM. • Dans la région qui repose sur des parties des bassins producteurs de gaz de Horn River et de Liard, les principales cibles d'exploration à la recherche de granulats sont les formes fluvioglaciaires : eskers, terrasses, chenaux d'eau de fonte et chenaux marginaux. • En outre, les évaluations effectuées sur place et en laboratoire indiquent que : – La plupart des dépôts fluvioglaciaires dans la région de la carte ont un potentiel faible à modéré comme sources d'agrégats granulaires. – Les dépôts éoliens peuvent être une source viable de sable de fracturation. Malheureusement, ces dépôts et formes de relief ont une étendue géographique limitée. – Les polygones dans lesquels les principales unités de terrain sont composées de till riche en limon et de till riche en argile conviennent à l'établissement de plateformes d'exploitation, de chantiers de construction, de routes et d'autres aménagements d'infrastructures. • Les géorisques comprennent : – les mouvements de masse des sédiments glaciaires et du substratum rocheux sur les versants de vallées de cours d'eau, sur des escarpements et sur de hauts plateaux (4,4 % de la zone d'étude); – les inondations, l'érosion, la sédimentation et les activités des castors dans les vallées (touchant 5,7 % de la zone d'étude); – les dépôts organiques non différenciés et les tourbières renfermant des nappes de till et des dépôts glaciolacustres en milieu de pergélisol sporadique discontinu (12,7 % de la région de la carte) sur les plateaux de Liard et d'Etsho, et dans les basses terres de Fort Nelson.

Partenaires	La présente étude fait partie d'un programme de collaboration entre la Commission géologique du Canada et le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique, et s'inscrit dans le cadre du programme de géocartographie de l'énergie et des minéraux (GEM) du gouvernement fédéral.
Personne-ressource	Adrian Hickin, directeur, Direction générale des géosciences, ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique, 250-953-3801, adrian.hickin@gov.bc.ca

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Potential for Freshwater Bedrock Aquifers in Northeast British Columbia: Regional Distribution and Lithology of Surface and Shallow Subsurface Bedrock Units*** **(Présence possible d'aquifères d'eau douce dans le substratum rocheux, dans le nord-est de la Colombie-Britannique : Répartition régionale et lithologie d'unités du substratum rocheux de surface et à faible profondeur)**
Objectif du projet ou de l'étude	Le projet a pour but de déterminer les sources de données et les travaux antérieurs qui donnent des outils pour l'exploration à la recherche de ressources en eau douce et qui décrivent les caractéristiques des unités peu profondes (<600 mètres) du substratum rocheux en fonction de leurs propriétés hydrostratigraphiques (aquifère par rapport à aquitard), de leur lithologie et de leur répartition.
Description du projet Calendrier : avril 2011 — mars 2012	Les principaux objectifs du projet sont de présenter des conclusions fondées sur des observations pour répondre à la question suivante : Quelles strates rocheuses dans le nord-est de la Colombie-Britannique sont les plus susceptibles de renfermer des aquifères d'eau douce dans le substratum rocheux? Le projet portait sur le nord-est de la Colombie-Britannique, approximativement entre Dawson Creek et la limite des Territoires du Nord-Ouest.
Sommaire des principales constatations	• Les aquifères d'eau douce dans le substratum rocheux se trouvent principalement dans des strates du Crétacé dans le nord-est de la Colombie-Britannique et, à l'échelle régionale, les plus importantes unités rocheuses susceptibles de contenir des aquifères d'eau douce sont les Formations de Wapiti et de Dunvegan, constituées de roches clastiques grossières. • Dans la vallée de la rivière de la Paix, les aquifères du substratum rocheux ont fourni suffisamment d'eau douce pour satisfaire à la demande des secteurs résidentiels, agricoles et commerciaux. Certains de ces aquifères ont été délimités et ont fait l'objet d'études. • Les rendements des aquifères du substratum rocheux dans la région de la rivière de la Paix sont généralement beaucoup plus faibles que ceux des aquifères superficiels, mais peuvent être suffisants pour les besoins résidentiels, mais non pour les besoins industriels. Cependant, la porosité de fracture peut considérablement améliorer les rendements à la fois dans les unités de roches clastiques grossières et les unités de schiste. • Les Formations de Kotaneelee, de Puskwaskau et de Kaskapau et la majeure partie du Groupe de Fort St. John sont

	principalement des unités de schiste qui, selon toute attente, devraient se comporter comme des aquitards régionaux. Cependant, des unités mineures de roches clastiques grossières dans ces formations peuvent renfermer de petits aquifères. C'est un fait connu que les unités de schiste fracturées contiennent des aquifères d'eau douce dans la vallée de la rivière de la Paix et qu'elles peuvent être présentes dans d'autres régions. • La qualité de l'eau est généralement meilleure (faible teneur en solides dissous) dans les contreforts des Rocheuses, alors qu'elle est moins bonne dans les plaines. Cette caractérisation se confirme dans la vallée de la rivière de la Paix, pour laquelle on dispose de données significatives, de sorte que l'on peut s'attendre à ce que cela s'avère dans tout le nord-est de la Colombie-Britannique. L'étude présente également des observations supplémentaires sur des lacunes dans les données et sur des études stratigraphiques détaillées dans le contexte des eaux douces souterraines.
Partenaires	L'étude a été dirigée par le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique.
Personne-ressource	Janet Riddell, géologue, Division des mines et des ressources minérales, ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel, Victoria (Colombie-Britannique), téléphone : 250-952-0350, courriel : Janet.Ridell@gov.bc.ca

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Provisional Surficial Geology, Glacial History and Paleogeographic Reconstructions of the Toad River (NTS 094N) and Maxhamish Lake Map Areas (NTS 094O), British Columbia (NTS 094B/14)*** **(Ébauche de la géologie de surface, histoire glaciaire et reconstitutions paléogéographiques de la région des cartes Toad River [094N du SNRC] et Maxhamish Lake [094O du SNRC], Colombie-Britannique [094B/14 du SNRC])**
Objectif du projet ou de l'étude	Le projet a pour but de réduire l'incidence des géorisques sur les infrastructures et de promouvoir des investissements durables à long terme ainsi que le développement économique dans l'est du bassin et de la zone de plissements de Liard ainsi que dans les régions productrices de gaz de schiste du bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique, grâce à une meilleure compréhension de la géologie de surface et de l'histoire glaciaire.
Description du projet Calendrier : avril 2010 — mars 2011	Les principaux objectifs du projet sont de présenter des conclusions fondées sur des observations pour répondre aux questions suivantes : • Quelle est la répartition des dépôts superficiels et des formes de relief? • Quelle proportion de la région est vulnérable aux géorisques? • Quelle est l'étendue et quelles sont les formes d'écoulement glaciaire de l'Inlandsis laurentidien et de l'Inlandsis de la Cordillère? • Quelle est la répartition des dépôts fluvioglaciaires et glaciolacustres, des entités liées aux eaux de fonte et des directions de l'écoulement? • Quelle est la répartition des dépôts colluviaux, des glissements de terrain et du pergélisol? • Quelle est l'étendue et en quoi consiste la nature des dépôts éoliens? Le projet porte sur les unités géologiques de surface, les glissements de terrain, le pergélisol et d'autres processus géomorphologiques dans la région des cartes Toad River et Maxhamish Lake, une région qui s'étend sur 25 000 km^2 dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Il s'agit d'une évaluation préliminaire du potentiel en agrégats granulaires et des possibles sources de sable de fracturation, ainsi que d'une évaluation de base des géorisques dans la zone d'étude. Le projet est une compilation de l'information à l'échelle régionale sur les dépôts superficiels et les processus géomorphologiques dans le nord-est de la

	Colombie-Britannique, s'appuyant sur : • la connaissance d'autres études régionales et de projets de cartographie des dépôts de surface; • la classification et la cartographie prédictive numérique à distance des formes de relief; • l'analyse comparative des études sur le terrain axées sur la répartition, à l'échelle régionale, des dépôts superficiels, du pergélisol, des glissements de terrain et d'autres processus géomorphologiques; • l'intégration des connaissances sur les limites de la glaciation, la gamme des processus sous-glaciaires, les formes d'écoulement glaciaire ainsi que l'histoire du retrait des glaciers et la formation de lacs glaciaires au cours d'une période dynamique de changements climatiques et de processus géomorphologiques.
Sommaire des principales constatations	Les éléments suivants ont été jugés essentiels afin de réduire les risques pour l'exploration à la recherche de ressources énergétiques, minérales et forestières dans le nord-est de la Colombie-Britannique : • connaissance de l'étendue et des formes d'écoulement glaciaire de l'Inlandsis laurentidien et de l'Inlandsis de la Cordillère; • répartition des dépôts fluvioglaciaires et glaciolacustres, des entités liées aux eaux de fonte et des directions de l'écoulement; • répartition des dépôts colluviaux, des glissements de terrain et du pergélisol; • étendue et nature des dépôts éoliens. Autres constatations : • Nouvelles indications sur l'histoire glaciaire et la paléogéographie de la région des cartes Toad River et Maxhamish Lake. • Les feux de forêt ont pu être un important élément déclencheur de glissements de terrain sur les versants. • Les bassins versants sont sujets à des perturbations provoquées par les castors et, dans une moindre mesure, par les humains. • D'après la télécartographie prédictive et les observations sur le terrain réalisées entre 2003 et 2010, le modèle d'évolution du paysage s'avère robuste sur le plan géomorphologique. D'autres détails sur les conclusions, notamment sur le paysage, la topographie et la configuration du réseau hydrographique se trouvent dans l'étude.

Partenaires	La présente étude fait partie d'un programme de collaboration entre la Commission géologique du Canada et le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique, et s'inscrit dans le cadre du programme de géocartographie de l'énergie et des minéraux (GEM) du gouvernement fédéral.
Personne-ressource	Fil Ferri, directeur par intérim, Direction générale des géosciences et des initiatives stratégiques, Division du pétrole et du gaz naturel, ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel, Victoria (Colombie-Britannique), téléphone : 250-952-0377

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Water Potential of the Mississippian Debolt Formation in the Horn River Basin, Northeastern British Columbia*** **(Ressources potentielles en eau dans la Formation de Debolt du Mississippien, dans le bassin de Horn River, nord-est de la Colombie-Britannique)**
Objectif du projet ou de l'étude	L'étude a pour but de fournir une évaluation sommaire sur la possibilité que les strates du sous-sol dans le bassin de Horn River, notamment la Formation de Debolt, renferment des aquifères qui répondraient à la demande croissante en eau associée à l'exploitation des gaz de schiste.
Description du projet Calendrier : novembre 2008 — janvier 2009.	Les principaux objectifs de l'étude sont de répondre aux questions suivantes : • Quelles formations géologiques pourraient offrir l'approvisionnement en eau nécessaire à l'exploitation des gaz de schiste dans le bassin de Horn River? • Y a-t-il suffisamment d'information pour cartographier les aspects géologiques de la Formation de Debolt du point de vue des ressources en eau? • Où se trouvent de possibles aquifères sus-jacents? Le projet portait sur le bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique, une région située entre Fort Nelson (Colombie-Britannique) et la limite des Territoires du Nord-Ouest. La géologie et la stratigraphie de la Formation de Debolt ont été décrites et les formations susceptibles de contenir de l'eau sont décrites en fonction des puits qui ont produit de l'eau.
Sommaire des principales constatations	Les principales constatations sont les suivantes : • Les grès et les calcaires du Crétacé et du Mississippien sont les roches mères les plus susceptibles de renfermer de l'eau en quantité suffisante pour répondre aux besoins des forages et de la fracturation hydraulique. • Les activités de forage ont augmenté rapidement, mais les connaissances géologiques sont encore très limitées, particulièrement dans la partie centrale du bassin. • Les Formations de Mattson et de Golata représentent une source possible à l'extrême ouest de la limite du bassin, mais la Formation de Debolt est le principal horizon d'intérêt puisqu'il s'agit d'une épaisse unité poreuse à la grandeur du bassin. • Alors que la Formation de Debolt présente une bonne perméabilité par endroits, il y a également de grandes zones de très faible perméabilité. En connaissant la partie de la Formation de Debolt qui est en contact avec la discordance, ses caractéristiques de porosité et les formations qui sont proximales, nous serons en

	mesure de déterminer les zones de porosité secondaire avec une perméabilité accrue. • Il faut un examen plus approfondi pour comprendre les contrôles diagénétiques et de dépôt sur la porosité et la perméabilité.
Partenaires	L'étude a été réalisée à l'interne par le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique.
Personne-ressource	Elizabeth Johnson, hydrogéologue principale, Direction générale des géosciences et des initiatives stratégiques, Division du pétrole et du gaz naturel, ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel, Victoria (Colombie-Britannique), téléphone : 250-952-0418, Elizabeth.Johnson@gov.bc.ca

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Stratigraphy and Proposed Geophysical Survey of the Groundbirch Paleovalley: A Contribution to the Collaborative Northeast British Columbia Aquifer Project*** **(Stratigraphie et projet de levé géophysique de la paléovallée de Groundbirch : contribution dans le cadre du projet collaboratif de recensement des aquifères dans le nord-est de la Colombie-Britannique)**
Objectif du projet ou de l'étude	Le projet avait pour objectif de délimiter le cadre géologique des aquifères non consolidés dans la paléovallée de Groundbirch.
Description du projet Calendrier : avril 2011 à mars 2012	Ce projet avait essentiellement pour objectif d'établir à partir de travaux d'observation des conclusions sur la question clé suivante : • Est-il possible que des aquifères viables et caractérisés se trouvent dans la paléovallée de Groundbirch? On a établi un cadre géologique en fusionnant trois levés géophysiques avec d'autres données. Des levés électromagnétiques et gamma en puits ont été effectués dans un puits d'observation de grande profondeur. Ils ont permis de recueillir des données géologiques détaillées qui ont servi à étalonner les autres levés. Un levé électromagnétique terrestre dans le domaine du temps et un levé de sismique réflexion à faible profondeur ont été effectués pour produire des coupes 2D de la paléovallée. On a ajouté à ces informations des données sur le terrain et des données sur les puits d'eau. La région étudiée se trouve dans le nord-est de la Colombie-Britannique et elle englobe le territoire qui s'étend de la limite provinciale entre la Colombie-Britannique et l'Alberta jusqu'aux rivières Murray et Pine à l'est.
Sommaire des principales constatations	Seuls des résultats préliminaires sont disponibles, c'est-à-dire : • Dans plusieurs études, la paléovallée de Groundbirch est désignée comme une importante caractéristique d'eau souterraine, mais il faut une évaluation exhaustive des eaux souterraines pour bien comprendre le réseau d'aquifères de ce système hydrique souterrain. • Bien que la base de données WELLS du ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique contienne amplement d'informations sur la région, la qualité des données géologiques est douteuse. • Des écarts dans les données stratigraphiques cartographiées indiquent que les unités varient en fonction de l'endroit et que la géologie est imprévisible. Cette complexité ne fait aucun doute dans le cours inférieur du ruisseau Coldstream, là où les

	unités à grains grossiers sont discontinues sur le plan latéral.
Partenaires	Le ministère de l'Exploitation des Forêts, des Terres et des Ressources naturelles de la Colombie-Britannique s'est joint au ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique, au ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique, à l'Université Simon Fraser et à la Commission géologique du Canada.
Personne-ressource	Adrian Hickin, directeur, Division des mines et des ressources minérales, ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel, Victoria (Colombie-Britannique), téléphone (250) 953-3801, Adrian.Hickin@gov.bc.ca

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Conceptual Water Model for the Horn River Basin, Northeast British Columbia*** **(Modèle hydrologique conceptuel du bassin de Horn River, dans le nord-est de la Colombie-Britannique)**
Objectif du projet ou de l'étude	Le projet de recherche a pour but de définir les sources importantes d'information au sujet du bassin de Horn River et de recenser les caractéristiques qui auront une incidence sur les prévisions hydrologiques dans la région.
Description du projet Calendrier : avril 2009 à mars 2010	Ce projet a essentiellement pour objectif d'établir, à partir de travaux d'observation, des conclusions sur les questions clés suivantes : • De quelles données au sujet du bassin de Horn River dispose-t-on? • De quel type sont les modèles d'eau et les modèles régionaux qui existent au sujet du bassin de Horn River? • Quelle est l'incidence hydrogéologique des éléments de grande complexité propres au bassin de Horn River (notamment le climat, le pergélisol, les lacs et les ruisseaux, et la fondrière)? • Quelle information manque-t-il? Le projet était axé sur le bassin de Horn River, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, soit la région située entre Fort Nelson (Colombie-Britannique) et la limite des Territoires-du-Nord-Ouest. Grâce à la modélisation, il est possible de générer une représentation de la disponibilité de l'eau pour cette région, mais pour y arriver, il faut intégrer de nombreuses données au modèle. Les sources de données actuelles et potentielles sont établies. On illustre avec clarté le défi que pose la génération de prévisions représentatives sur la disponibilité de l'eau, et des travaux de modélisation réalisés par le passé sont présentés. De plus, on offre une description détaillée des facteurs définissant l'hydrogéologie de l'endroit.
Sommaire des principales constatations	Il est difficile de générer un modèle hydrologique numérique fiable dans le nord-est de la Colombie-Britannique à cause des complications nouvelles que présente le pergélisol discontinu, de la présence de nombreux Muskegs épars, du relief relativement plat et du manque d'observations réalisées au sol. Voici ses principales conclusions : • L'analyse climatique indique que les précipitations ne sont pas uniformes dans le bassin de Horn River. L'évapotranspiration est une composante essentielle de l'équilibre hydrique. Elle dépasse parfois les précipitations, mais elle varie selon le niveau de la nappe phréatique, le nombre et l'emplacement des lacs, et le type de végétation.

	• La profondeur, l'épaisseur et la durée du gel au sol et du pergélisol déterminent les taux d'écoulement souterrain, d'infiltration et de recharge. • Pour bien comprendre et prévoir le débit d'eau d'un ruisseau, il est essentiel de faire la différence entre une tourbière minérotrophe (*fen*, en anglais) et une tourbière ombrotrophe (*bog*, en anglais). La tourbière minérotrophe est alimentée d'eaux souterraines dont l'écoulement est latéral, tandis que la tourbière ombrotrophe agit comme un réservoir d'eau et peut se trouver dans les régions où le pergélisol est susceptible de s'installer. • Les modèles hydrologiques doivent tenir compte des eaux souterraines. Même si l'eau souterraine joue un rôle mineur dans l'équilibre hydrique, elle est essentielle aux mécanismes de rétention d'eau des tourbières, à l'échange d'eau entre les lacs et les hautes terres et au maintien de la qualité et de la quantité d'eau dans les ruisseaux.
Partenaires	Cette étude a été réalisée à l'interne par le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique.
Personne-ressource	Elizabeth Johnson, hydrogéologue principale, Direction générale de la géoscience et des initiatives stratégiques, Division du pétrole et du gaz, ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel, Victoria, Colombie-Britannique, téléphone : (250) 952-0418, Elizabeth.Johnson@gov.bc.ca

ALBERTA	
Titre du projet ou de l'étude	***Summary of Alberta's Shale- and Siltstone-Hosted Hydrocarbon Resource Potential*** **(Sommaire des ressources potentielles en hydrocarbures provenant du schiste et de la siltite en Alberta)**
Objectif du projet ou de l'étude	Fournir des données de base, de l'information et faire comprendre la géologie, la distribution, les caractéristiques des réservoirs et le potentiel de ressource en hydrocarbures des schistes de l'Alberta.
Description du projet Calendrier : 2006 à octobre 2012	L'étude a porté sur le gaz de schiste dans les formations auxquelles l'industrie s'est montrée intéressée. En cours d'étude, on a constaté qu'une grande partie des formations contenaient aussi une quantité importante de liquides de gaz naturel et de pétrole. On a donc élargi l'étude pour qu'elle porte sur tous les hydrocarbures encaissés dans les schistes et les siltites. On a évalué la géologie, la distribution, les caractéristiques et le potentiel en hydrocarbures d'unités de schiste importantes en Alberta. On a réalisé des estimations préliminaires du potentiel en hydrocarbures de 6 des 15 formations ciblées comme potentiel de schiste. Parmi elles, cinq présentent un potentiel immédiat, soit les zones de Duvernay, de Muskwa, de Montney, de Nordegg et les zones basales de Banff et d'Exshaw (qu'on appelle parfois la zone de Bakken de l'Alberta). L'étude comporte également une évaluation préliminaire des unités Colorado, Wilrich et Rierdon, un sommaire de l'unité de schiste Bantry et aussi la Formation de Montney ciblée pour ses ressources non classiques. On a systématiquement cartographié, échantillonné et évalué toutes les unités pour établir leur potentiel en hydrocarbures. Voici ce que comprenait le processus : • prélèvement d'échantillons par carottage et dans les affleurements rocheux; • analyse des échantillons afin d'établir les caractéristiques physiques et chimiques des roches; • évaluation des diagraphies géophysiques pour établir les propriétés des roches et leurs caractéristiques de réservoir; • utilisation des méthodes géostatistiques pour faciliter l'interpolation et pour quantifier l'incertitude.

Sommaire des principales constatations	Le rapport contient des estimations préliminaires des ressources en gaz naturel, en pétrole, en liquides de gaz naturel au niveau de confiance P10, P50 et P90 que contiennent les cinq unités à potentiel immédiat, ainsi qu'une sixième unité, soit celle de Wilrich.
Partenaires	Les partenaires étaient entre autres le ministère de l'Énergie de l'Alberta et la Commission géologique de l'Alberta, sous la direction de la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques.
Personne-ressource	Andrew Beaton, gestionnaire, Évaluation des ressources en énergie, CCERE, courriel : andrew.beaton@ercb.ca, téléphone : (780) 427-3272

ONTARIO	
Titre du projet ou de l'étude	***An Investigation of Potential Shale Gas Units in Southern Ontario*** **(Étude sur le potentiel en gaz de schiste d'unités situées dans le sud de l'Ontario [lien vers le sommaire des travaux effectués sur le terrain en 2012])**
Objectif du projet ou de l'étude	Ce projet a pour objectif principal d'évaluer le potentiel en gaz de schiste d'unités de schiste noir dans deux régions du sud de l'Ontario. Le deuxième objectif consiste à étudier le lien possible entre le gaz de schiste et la présence documentée de gaz dans les puits d'eau.
Description du projet Calendrier : 2009 — été 2014	Voici quelques-uns des points qui seront abordés dans le cadre de l'étude : • Les formations de schiste noir riches en matières organiques dans le sud de l'Ontario sont-elles des sources potentielles de gaz de schiste? • Quelle est la signature du gaz naturel qui se trouve dans ces schistes noirs et quelle est son origine? • Quel est le mécanisme de régulation des gaz de schiste dans ces unités? • Existe-t-il un lien entre le gaz de schiste et le gaz naturel trouvé dans les puits d'eau? Au début du projet, on a pris connaissance de la littérature et des données sur le sujet. Il existait un important corpus de données de base sur les unités ciblées (unités de la Formation de Kettle Point et unités des rivières Collingwood et Rouge), car elles avaient fait l'objet d'une étude de la Commission géologique de l'Ontario dans les années 1980, qui portait sur leur potentiel en schiste bitumineux. On a utilisé des carottes et des échantillons par éclats qui avaient été prélevés dans le cadre d'activités d'exploration par l'industrie et de programmes de forage aux fins de recherche par la CGO. On les a soumis à diverses analyses, notamment pour établir leur teneur en matières organiques totales et le niveau de leur maturité thermique. On a obtenu trois nouvelles carottes (2 prélevées dans la Formation de Kettle Point et une dans les unités des rivières Collingwood et Rouge) afin de pouvoir analyser leur teneur en gaz, leur composition et leur signature sur des échantillons récents. On a mesuré entre autres la teneur en gaz par rapport au temps, la composition du gaz, la composition isotopique du méthane et les isothermes d'adsorption de gaz. Les carottes ont été soumises entre autres aux épreuves suivantes : propriétés mécaniques de la roche, teneur en carbone organique total, densité, saturation de gaz, de pétrole et d'eau, perméabilité et porosité.

Sommaire des principales constatations	Les résultats préliminaires ont été publiés dans les résumés annuels de travaux effectués sur le terrain. Les résultats définitifs devraient être publiés sous forme de rapports de dossier public en juin 2013 (Formation de Kettle Point) et au cours de l'été 2014 (gaz de schiste de l'Ordovicien). Les résultats portent sur divers paramètres (teneur en matières organiques totales, porosité, épaisseur, etc.) dans les unités ciblées. De plus, on a fait les constatations suivantes : • La Formation de Kettle Point a généré du gaz de schiste biogénique et on peut la considérer comme une ressource potentielle. Cependant, il faudra mener des analyses détaillées à l'échelle des propriétés pour connaître la teneur de la ressource en matières organiques, sa teneur en gaz et ses propriétés minéralogiques et mécaniques, entre autres, pour en évaluer la prospectivité. D'après sa proximité géographique et des données scientifiques très préliminaires, cette formation est probablement à l'origine du gaz naturel qui se dégage de certains puits d'eau dans cette partie de l'Ontario. • Les membres des rivières Collingwood et Rouge de l'Ordovicien supérieur contiennent du gaz thermogénique. L'absence de gaz biogène pourrait indiquer que ces unités n'ont aucun lien avec les eaux douces souterraines près de la surface (il pourrait y avoir un lien quelconque à même la ceinture des affleurements). Puisque la maturité thermique est relativement faible, la prospectivité de ces unités comme source de gaz de schiste pourrait être limitée.
Partenaires	Le projet a été mené par la Commission géologique de l'Ontario, ministère du Développement du Nord et des Mines. Le ministère des Ressources naturelles de l'Ontario a participé au projet à ses débuts.
Principale personne-ressource	Gaz de schiste : Derek Armstrong (remplace Catherine Béland Otis), géoscientifique, Unité des ressources terrestres et de la cartographie géoscientifique, Commission géologique de l'Ontario, ministère du Développement du Nord et des Mines, 705-670-5913, derek.armstrong@ontario.ca Programme de géochimie de l'eau souterraine ambiante : Stewart Hamilton, géochimiste, Unité des ressources terrestres et de la cartographie géoscientifique, Commission géologique de l'Ontario, ministère du Développement du Nord et des Mines, 705-670-5915, stew.hamilton@ontario.ca
Liens supplémentaires	Publications sur les projets de gaz de schiste : Résumé des travaux accomplis sur le terrain en 2011 (article no 26) : www.geologyontario.mndmf.gov.on.ca/mndmfiles/pub/data/imaging/OFR6270/OFR6270.pdf Résumé des travaux accomplis sur le terrain en 2010 (article no 38) :

	www.geologyontario.mndmf.gov.on.ca/mndmfiles/pub/data/imaging/OFR6260/OFR6260.pdf Résumé des travaux accomplis sur le terrain en 2009 (article no 30) : www.geologyontario.mndmf.gov.on.ca/mndmfiles/pub/data/imaging/OFR6240/OFR6240.pdf Liens vers les données et les rapports du programme de géochimie de l'eau souterraine ambiante : Données géochimiques du projet de géochimie de l'eau souterraine ambiante (MRD 283) : www.geologyontario.mndmf.gov.on.ca/mndmaccess/mndm_dir.asp?type=pub&id=MRD283 Données du projet de géochimie de l'eau souterraine ambiante en format Google Earth : www.mndm.gov.on.ca/en/mines-and-minerals/applications/ogsearth/ambient-groundwater-geochemistry Résumé des travaux accomplis sur le terrain en 2007 (article no 20) : www.geologyontario.mndmf.gov.on.ca/mndmfiles/pub/data/imaging/OFR6213/OFR6213.pdf

QUÉBEC	
Titre du projet ou de l'étude	***Potentiel en gaz naturel dans le Groupe d'Utica, Québec***
Objectif du projet ou de l'étude	Le rapport a pour objectif de dresser, sur la base des informations disponibles, les caractéristiques du Groupe d'Utica par rapport à d'autres bassins producteurs de gaz naturel dans des schistes en Amérique du Nord (Barnett, Marcellus, Montney, Haynesville). *Note : Le document a été réalisé dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste. Les opinions exprimées dans ce document sont celles des auteurs et n'engagent aucunement le comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste ou le ministère du Développement durable de l'Environnement et des Parcs.*
Description du projet Calendrier : 2011 — septembre 2012	Identifier les caractéristiques géologiques, géochimiques et pétrophysiques du Groupe d'Utica. Comparer le Groupe d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent et les bassins gazéifères des Schistes de Barnett, de Marcellus, de Haynesville et de Montney quant à leurs caractéristiques géologiques, géochimiques et pétrophysiques. Étude comparative entre les diverses estimations du potentiel gazier du Groupe d'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Le rapport avait aussi pour but d'évaluer la ressource gazière en place, de documenter les réserves en gaz naturel dans les schistes gazéifères d'Amérique du Nord et de valider les estimations des ressources gazières soumises lors des audiences publiques du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) concernant le « Développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec » en 2011.
Sommaire des principales constatations	Le Groupe d'Utica, au Québec, est divisé en deux unités, l'Utica supérieur et inférieur. L'Utica supérieur est légèrement plus riche en calcaire et contient une teneur en carbone organique total plus élevée. L'épaisseur du Groupe d'Utica varie en fonction de sa position géographique. La maturation de la matière organique augmente généralement vers le sud-est, avec l'enfouissement du bassin. Le taux élevé de maturation du Groupe d'Utica dans les corridors 2 et 3 indique que la génération d'hydrocarbures est terminée et qu'il contient en grande partie du gaz sec, avec peu ou pas de liquides de gaz.

	La superficie, la profondeur ainsi que sa minéralogie sont autant d'éléments pour lesquels l'Utica se compare à ce qu'on peut retrouver pour plusieurs bassins de schiste gazéifères producteurs en Amérique du Nord. Son épaisseur est plus importante que celle des bassins analogues analysés. Le contenu en carbone organique est inférieur à la moyenne, tout comme les valeurs de porosité. Le potentiel de gaz en place pourrait se situer entre 100 TCF et plus de 300 TCF. La portion techniquement récupérable de cette ressource est évaluée à entre 22 TCF et 47 TCF. [Note : 1 TCF (billion de pieds cubes) correspond à 1012 pi^3]
Partenaires	Département de géologie et génie géologique, Université Laval et des consultants
Personne-ressource	Georges Beaudoin, professeur titulaire, Faculté des sciences et de génie, Sciences et génie — Département de géologie et génie géologique, Université Laval, téléphone : (418) 656-3141, courriel : georges.beaudoin@ggl.ulaval.ca

QUÉBEC	
Titre du projet ou de l'étude	***Synthèse géologique et hydrogéologique du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes (Lorraine, Queenston et dépôts meubles), Basses-Terres du Saint-Laurent, Québec***
Objectif du projet ou de l'étude	L'objectif de cette synthèse est de supporter et d'orienter des travaux futurs destinés à évaluer le degré d'imperméabilité géologique des successions rocheuses entre les schistes cibles pour l'exploitation du gaz de schiste et les aquifères peu profonds, dans les dépôts meubles ou le roc fracturé. Cette synthèse devait notamment permettre de faire ressortir des régions ou des types de données pour lesquels il y a peu d'information, guidant ainsi le choix de travaux futurs de recherche scientifique sur la problématique des gaz de schiste au Québec. *Note : Le présent document a été réalisé dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste. Les auteurs sont responsables du choix et de la présentation des faits. Les opinions exprimées dans ce document sont celles des auteurs et n'engagent aucunement le comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste ou le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs.*
Description du projet Calendrier : 2009 — 2013	Ce rapport constitue le produit initial d'un projet de recherche de quatre ans du secteur des Sciences de la Terre de Ressources naturelles du Canada portant sur l'évaluation de l'intégrité géologique des roches en couverture au-dessus des unités de schiste à potentiel gazier de l'est canadien (Québec, Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Écosse). Le mandat initial au Québec impliquait la production d'une synthèse des connaissances et des données publiques disponibles sur le shale d'Utica et les unités sus-jacentes, sédiments quaternaires inclus, dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Au cours des travaux, on a mis l'accent sur la représentation des relations stratigraphiques et structurales, particulièrement entre le shale d'Utica et les aquifères rocheux situés près de la surface du sol. Le document est divisé en trois sections : • La première section, soit la section géologique, met en contexte le shale d'Utica et les Groupes de Lorraine et de Queenston sus-jacents dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, présentant les relations tectoniques et stratigraphiques d'importance pour la présente étude. Cette section s'attarde ensuite aux propriétés physiques et chimiques des différentes unités. • La seconde section, à caractère géologique également, présente les modèles structuraux élaborés ainsi que la méthodologie retenue.

	• La troisième section, soit la section hydrogéologique, documente l'état d'avancement des Programmes d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines du Québec ainsi que les données disponibles pour caractériser l'environnement hydrogéologique peu profond (dépôts meubles et roc fracturé) et profond (roc).
Sommaire des principales constatations	La synthèse géologique et hydrogéologique démontre qu'il n'existe pas de réelle lacune géographique dans la couverture des données déjà disponibles (géologie et forages pétroliers et gaziers) ou qui seront disponibles au terme des projets réalisés dans le cadre du Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines du Québec (PACES) actuellement en cours (soit en 2013 et en 2015). Quant aux données géologiques de subsurface, elles demeurent plus lacunaires dans le secteur sud-est, qui correspond au domaine appalachien, mais cette région ne parait pas représenter un intérêt immédiat pour l'exploration – et a fortiori l'exploitation – du gaz de schiste. Plusieurs lacunes de nature thématique sont mises en lumières, notamment en ce qui a trait au cadre tectonostratigraphique régional, aux propriétés physiques et chimiques de l'environnement hydrogéologique profond, et à l'intégrité de la couverture au-dessus du shale d'Utica.
Partenaires	Le rapport a été rédigé par l'Institut national de la recherche scientifique, Centre eau, terre et environnement, soumis à la Commission géologique du Canada (CGC) et au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec.
Personne-ressource	Denis Lavoie, Chercheur scientifique, Commission géologique du Canada (CGC-Québec), Québec (Québec), téléphone : (418) 654-2571, courriel : delavoie@rncan.gc.ca

QUÉBEC	
Titre du projet ou de l'étude	**L'industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du Saint-Laurent : scénarios de développement**
Objectif du projet ou de l'étude	Le Comité de l'évaluation environnementale stratégique (CÉES), conformément à son mandat, procède à de nombreuses études dans le but de combler le besoin de connaissances relatif à l'exploration et l'exploitation des ressources gazières dans le shale d'Utica au Québec. Afin de permettre l'analyse de l'ensemble des impacts environnementaux, sociaux, financiers et économiques associés aux activités de l'industrie du gaz de schiste pour une situation donnée, le CÉES souhaite circonscrire les travaux des différents mandataires qui procèderont à l'évaluation de ces impacts en élaborant un nombre restreint de scénarios plausibles de déploiement de cette industrie dans le shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent. *Note : Les scénarios présentés dans le présent document se veulent neutres, c'est-à-dire qu'ils ne se fondent sur aucune décision ou orientation prises a priori par le Comité de l'évaluation environnementale sur le gaz de schiste, et ont pour unique but de définir des paramètres communs pour l'ensemble des études commandées dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique.*
Description du projet Calendrier : 2011 – novembre 2012	Le CÉES a choisi de retenir cinq scénarios de développement plausibles de la filière gazière qui couvrent l'ensemble des possibilités sur un horizon de 25 ans, variant de « aucune exploitation » à « exploitation à grande échelle » du schiste. Ces scénarios ont été élaborés à partir des résultats des études portant sur le projet type (CIRAIG, 2012) et sur le potentiel gazier du Québec (Duchaine et coll., 2012), des renseignements obtenus auprès de certaines entreprises titulaires de permis d'exploration dans le shale d'Utica ainsi que des documents officiels principalement de sources gouvernementale et universitaire. À la demande du CÉES, un outil de modélisation sous forme de chiffrier Excel a été développé afin d'intégrer l'ensemble des variables décrites précédemment. L'outil de modélisation permet, dans un premier temps, de calculer les valeurs associées à un puits type et, dans un second temps, d'agréger les données pour l'ensemble des puits visés par un scénario. Pour chacun des scénarios de développement, l'outil permet notamment : • de calculer les volumes totaux de gaz produits; • de produire une courbe de déclin typique pour le shale d'Utica; • de procéder à des analyses de sensibilité sur différentes variables; • d'intégrer un module simulant la vitesse de déploiement des puits;

	• de prendre en compte des taux d'escompte privé et public; • de calculer les taux de redevance; • de déterminer des seuils de rentabilité. Cet outil de modélisation sera utilisé pour présenter et caractériser chaque scénario en fonction des variables mesurées.
Sommaire des principales constatations	Ce projet avait pour but d'étudier cinq scénarios de développement plausibles de la filière gazière qui couvrent l'ensemble des possibilités sur un horizon de 25 ans, allant de « aucune exploitation » à « exploitation à grande échelle » du schiste. Au sens strict, aucune constatation n'est ressortie de cette étude. Le lecteur est invité à consulter l'étude pour une présentation des scénarios et des hypothèses utilisées.
Partenaires	Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (gouvernement du Québec)
Personne-ressource	Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (gouvernement du Québec)

TERRITOIRES DU NORD-OUEST	
Titre du projet ou de l'étude	***Regional Geoscience Studies & Petroleum Potential Of Mackenzie Plain Area, Central NWT*** **(Études géoscientifiques régionales et potentiel pétrolier de la région de la plaine du Mackenzie, dans le centre des Territoires du Nord-Ouest)**
Objectif du projet ou de l'étude	Améliorer les connaissances existant sur la géologie de la région de la plaine du Mackenzie, dans le centre des T. N.-O., au moyen d'une étude géoscientifique de 5 années (2009-2014) fondée sur des données recueillies sur les affleurements et dans le sous-sol.
Description du projet Calendrier : 2009 - 2014	Les données recueillies sur les affleurements et dans les puits de la région de la plaine du Mackenzie ont été analysées au cours d'une période de quatre ans, et les résultats ont été publiés chaque année sous forme de dossiers publics ou de rapports publics du Bureau géoscientifique des T. N.-O. Le territoire étudié se situe essentiellement entre 63 degrés 30 minutes et 66 degrés de latitude nord et entre 123 degrés et 130 degrés de longitude ouest. Les études d'affleurements comportaient la mesure et la description de certaines sections de la formation de Horn River (formation de Canol et membre de Bluefish) ainsi que le prélèvement d'échantillons à intervalles de 2 m. Ces échantillons ont été soumis à une analyse de géochimie organique par pyrolyse Rock-Eval et à une analyse lithogéochimique. Des données de spectrométrie gamma ont été recueillies à tous les mètres au moyen d'un spectromètre portatif, et des échantillons représentatifs ont été prélevés en vue de déterminer la maturation thermique par microscopie à lumière réfléchie. Des diagraphies gamma et d'autres données ont été réunies en vue d'une corrélation des unités avec les parties similaires du sous-sol. Des échantillons ont été prélevés dans les puits du territoire étudié, avec la permission de l'ONE, et ils ont été soumis à une analyse de géochimie organique par pyrolyse Rock-Eval et à une analyse lithogéochimique. Des échantillons prélevés dans la couche sus-jacente de grès et de schiste de la formation d'Imperial ont été analysés quant à leur porosité ou perméabilité, et leur concentration de carbone organique total a été déterminée par pyrolyse Rock-Eval. Des échantillons prélevés dans la couche sous-jacente de calcaire et de schiste de la formation de Hume ont été analysés à l'égard de leur potentiel pétrolifère et de leur porosité ou perméabilité, et leur concentration de carbone organique total a été déterminée par pyrolyse Rock-Eval.

	Les aspects étudiés comprennent : • l'épaisseur; • la composition; • la maturité thermique; • la géochimie organique et la lithogéochimie; • la minéralogie; • la corrélation dans le sous-sol. Voir www.nwtgeoscience.ca/petroleum/mackenzie_plain.html (en anglais)
Sommaire des principales constatations	• La formation de Canol et le membre de Bluefish du groupe de Horn River sont des roches mères bonnes à excellentes dans la plaine du Mackenzie, avec une concentration de COT de 1 à 8 %. On y a détecté du kérogène de type II (potentiellement pétrolifère), avec une contribution de kérogène de type III. La formation de Canol est mature (elle se situe dans la fenêtre pétrolière) dans la plus grande partie de la plaine du Mackenzie et est même surmature vers le sud. • Le groupe de Horn River est répandu dans le sous-sol. Son épaisseur varie de quelques dizaines à plusieurs centaines de mètres. • Les études de réflectance de la vitrinite concordent généralement avec les données Rock-Eval, les roches gagnant en maturité à partir du nord-est vers l'ouest et vers le sud. • Le quartz est le minéral dominant de la formation de Canol, où il représente en moyenne 82 à 90 % du volume de la roche.
Partenaires	La présente étude fait partie d'un programme de collaboration entre le *Northwest Territories Geoscience Office* et la Commission géologique du Canada, dans le cadre du programme de géocartographie de l'énergie et des minéraux (GEM) du gouvernement fédéral.
Personne-ressource	Kathryn Fiess, gestionnaire, Géologie du pétrole, le *Northwest Territories Geoscience Office* , Yellowknife (T. N.-O.) Téléphone : 867-669-2488 Courriel : Kathryn_Fiess@gov.nt.ca

TERRITOIRES DU NORD-OUEST	
Titre du projet ou de l'étude	**Hydrocarbon Potential of the Devonian to Mississippian Age Shales in the Liard Basin of the NWT** **(Potentiel en hydrocarbures des schistes dévoniens à mississippiens du bassin de la Liard, dans les Territoires du Nord-Ouest)**
Objectif du projet ou de l'étude	Évaluer le potentiel en hydrocarbures non conventionnels des unités de schiste dévoniens à mississippiens de la partie du bassin de la Liard se trouvant dans les T.-N.-O.
Description du projet Calendrier : 2012-2015	Le Projet conjoint NT-YT-BC sur les hydrocarbures du bassin de la Liard est une étude pluriannuelle (2012-2015) fondée sur des travaux de terrain et de laboratoire. Cette étude stratigraphique des unités de schiste dévoniens à mississippiens du bassin de la Liard vise à établir leur potentiel comme source d'hydrocarbures non conventionnels. Les données recueillies dans les affleurements et les puits de la région du bassin de la Liard seront analysées au cours d'une période de trois ans, et les résultats seront publiés chaque année sous forme de fichiers publics ou de rapports publics du Bureau géoscientifique des T. N.-O. Le territoire étudié se situe essentiellement entre 59 degrés 50 minutes et 61 degrés de latitude nord et entre 123 degrés et 125 degrés 30 minutes de longitude ouest. Les études d'affleurements comportent une mesure et une description de certaines sections des schistes dévoniens à carbonifères de la rivière Besa (formations de Golata et de Besa River) ainsi que le prélèvement d'échantillons à intervalles de 2 m. Ces échantillons seront soumis à une analyse de géochimie organique par pyrolyse Rock-Eval et à une analyse lithogéochimique. Des données de spectrométrie gamma ont été recueillies à tous les mètres au moyen d'un spectromètre portatif, et des échantillons représentatifs ont été prélevés en vue de déterminer la maturation thermique par microscopie à lumière réfléchie. De plus, des échantillons ont été prélevés aux fins d'analyse des microfossiles et de datation. Des diagraphies gamma et d'autres données ont été réunies en vue d'une corrélation des unités avec les parties similaires du sous-sol. Dans la mesure du possible, des échantillons seront prélevés dans les puits du territoire étudié, avec la permission de l'ONE, et seront soumis à une analyse de géochimie organique par pyrolyse Rock-Eval et à une analyse lithogéochimique. Des échantillons pourront être prélevés dans la couche sus-jacente de grès et de schiste de la formation de Mattson, pour une analyse de porosité ou perméabilité.

	Les aspects étudiés comprennent • l'épaisseur; • la composition; • la maturité thermique; • la géochimie organique et la lithogéochimie; • la minéralogie; • la corrélation dans le sous-sol.
Sommaire des principales constatations	Les travaux d'analyse sont en cours.
Partenaires	La première année de la présente étude faisait partie d'un programme de collaboration entre le *Northwest Territories Geoscience Office* et la Commission géologique du Canada, dans le cadre du programme de géocartographie de l'énergie et des minéraux (GEM) du gouvernement fédéral, ainsi que la Commission géologique du Yukon et le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique.
Personne-ressource	Kathryn Fiess, gestionnaire, Géologie du pétrole, le *Northwest Territories Geoscience Office* , Yellowknife (T. N.-O.) Téléphone : 867-669-2488 Courriel : Kathryn_Fiess@gov.nt.ca

TERRITOIRES DU NORD-OUEST	
Titre du projet ou de l'étude	**Regional Characterization of Shale Gas and Shale Oil Potential, Northwest Territories** **(Caractérisation régionale du potentiel en gaz de schiste et en pétrole de schiste des Territoires du Nord-Ouest)**
Objectif du projet ou de l'étude	Étudier à l'échelle régionale le potentiel en gaz et en pétrole non conventionnels des schistes du sud et du centre des Territoires du Nord-Ouest.
Description du projet Calendrier : 2010-2011	Les données disponibles sur les affleurements et le sous-sol ont été compilées et évaluées quant au potentiel en hydrocarbures de schiste des deux territoires étudiés, soit la région de la Liard et du Grand lac des Esclaves, dans le sud des T. N.-O., et la région de la Peel et du Mackenzie, plus au nord.
Sommaire des principales constatations	1. Rivière Liard – Grand lac des Esclaves • Bon potentiel dans les roches dévoniennes des formations de Muskwa et de Horn River, dans les roches dévoniennes à mississippiennes de la formation d'Exshaw et dans les roches crétacées du groupe de Fort St. John 2. Rivière Peel – fleuve Mackenzie • Les roches dévoniennes du groupe de Horn River et les roches crétacées de la formation de Slater River sont prometteuses. • Les schistes d'Imperial et d'Arctic Red sont pauvres en composés organiques.
Partenaires	Aucun
Personne-ressource	Kathryn Fiess, gestionnaire, Géologie du pétrole, le *Northwest Territories Geoscience Office* , Yellowknife (T. N.-O.) Téléphone : 867-669-2488 Courriel : Kathryn_Fiess@gov.nt.ca

TERRITOIRES DU NORD-OUEST	
Titre du projet ou de l'étude	**Identification of Potential Silica Sand Deposits in the Northwest Territories** **(Repérage de dépôts potentiels de sable siliceux dans les Territoires du Nord-Ouest)**
Objectif du projet ou de l'étude	La présente étude visait principalement à repérer et à cartographier les dépôts possibles de sable siliceux dans la roche en place et les matériaux meubles du corridor du Mackenzie, depuis la frontière de l'Alberta jusqu'à la région de Fort Good Hope.
Description du projet Calendrier : 2012	Étude et compilation de données publiées et inédites sur les formations constituant des sources potentielles de sable de fractionnement.
Sommaire des principales constatations	Formations prometteuses dans la roche en place : • Vallée de la Liard : roches carbonifères de la formation de Mattson et roches crétacées des formations de Sikanni, de Scatter et de Dunvegan. • Fleuve Mackenzie : roches protérozoïques du groupe de Katherine et roches cambriennes de Mount Clark. • Grand lac des Esclaves : roches protérozoïques des formations de Preble, de Kluziai et de Hornby Channel et roches cambriennes de la formation d'Old Fort Island. 2. Unités prometteuses de sables quaternaires : • Champs de dunes issus d'un remodelage de dépôts meubles plus anciens ou de grès le long du Mackenzie, dans les régions de Fort Good Hope, de la rivière Mountain, de Tulita, de la rivière Keele et de Fort Simpson. • Dépôts sableux fluvio-glaciaires le long de la route de la Liard. • Paléoplages et paléodunes bordant le bras nord du Grand lac des Esclaves.
Partenaires	Aucun
Personne-ressource	Kathryn Fiess, gestionnaire, Géologie du pétrole, le *Northwest Territories Geoscience Office* , Yellowknife (T. N.-O.). Téléphone : 867-669-2488 Courriel : Kathryn_Fiess@gov.nt.ca

TERRITOIRES DU NORD-OUEST	
Titre du projet ou de l'étude	**Preliminary Assessment of Silica Sand Resources of the Northwest Territories** **(Évaluation préliminaire des ressources de sable siliceux des Territoires du Nord-Ouest)**
Objectif du projet ou de l'étude	Des échantillons ont été prélevés dans diverses sources nouvelles ou déjà repérées de sable de silice pour en déterminer la valeur à diverses fins et notamment comme sable de fractionnement.
Description du projet Calendrier : juillet 2012 – novembre 2013	Les échantillons ont été prélevés dans des sables éoliens, des dépôts fluvio-glaciaires et des dépôts de roche en place de toutes les régions des Territoires du Nord-Ouest. Nous évaluerons nous-mêmes les échantillons quant à leur aptitude (arrondi, sphéricité, composition minérale et granulométrie), en vue de déterminer si des travaux de suivi sont justifiés. Un rapport préliminaire sera publié à l'automne 2013.
Sommaire des principales constatations	Les travaux sont en cours. Les observations faites sur le terrain semblent indiquer que les sables éoliens et fluvio-glaciaires n'ont pas les caractéristiques requises pour servir de sable de fractionnement.
Partenaires	Aucun
Personne-ressource	David Watson, géologue chargé des publications, le *Northwest Territories Geoscience Office* , Yellowknife (T. N.-O.) Téléphone : 867-669-2475 Courriel : David_Watson@gov.nt.ca

C) Gestion des répercussions environnementales

PALIER FÉDÉRAL	
Titre du projet ou de l'étude	***Caractérisation des aquifères de subsurface profonds pour l'approvisionnement en eau et l'évacuation, en appui à l'exploitation du gaz de schiste dans les T. N.-O.***
Objectif du projet ou de l'étude	Ce projet a pour objectifs d'examiner et de caractériser les aquifères de subsurface profonds qui ont la capacité de fournir les grandes quantités d'eau nécessaires pour déloger par multifracturation le gaz et le pétrole de schiste dans les puits horizontaux, et de recevoir en toute sécurité et par injection des liquides contaminés par les activités de forage et de complétion. L'amélioration des connaissances des aquifères régionaux et des eaux qu'ils contiennent aidera aussi à mieux comprendre le flux des liquides et de la chaleur dans le bassin, ce qui pourrait faciliter l'exploitation des ressources géothermiques.
Description du projet Calendrier : du 1er avril 2011 au 31 mars 2015	L'accès à de grandes quantités d'eau, suffisantes pour la complétion de puits horizontaux par multifracturation, constitue un problème dans beaucoup de projets d'exploitation de gaz et de pétrole de schiste en Amérique du Nord. L'utilisation d'aquifères de subsurface profonds comme source d'eau et d'évacuation permet d'éviter les problèmes environnementaux liés à l'extraction et à l'éventuelle contamination des sources d'eau de surface ou d'eau peu profonde, et d'éviter les conflits potentiels avec les autres utilisateurs de l'eau, par exemple les résidents des environs qui tirent leur eau de puits artésiens peu profonds. Pour recenser les aquifères potentiels, on se basera sur les connaissances actuelles en matière de stratigraphie. Les aquifères seront cartographiés en subsurface grâce aux données sur les puits de pétrole et de gaz (diagraphies, carottes, échantillons par éclats et tests). L'épaisseur brute et nette des réservoirs et leur capacité (porosité-épaisseur) seront cartographiées. S'il y a lieu, on utilisera des mesures qui auront été prises dans les affleurements rocheux (roches exposées à la surface). On obtiendra des données par carottage pour établir les rapports de porosité-perméabilité. Des données de test seront analysées pour qu'on puisse déterminer la quantité de liquide que contient un réservoir, ainsi que sa perméabilité et sa continuité. Les données d'analyse de l'eau seront triées et résumées pour qu'on puisse établir la qualité de l'eau. Emplacement du projet : Calgary (Alberta) et Yellowknife (T. N.-O.)

Sommaire des principales constatations	Un bilan complet des constatations clés sera présenté à la fin du projet (31 mars 2015). Des résultats provisoires pourraient être diffusés avant la date de fin de projet. Pour le moment, à l'échelle des bassins, il ne se fait aucune caractérisation qui recenserait les aquifères propices aux activités d'exploitation du gaz et du pétrole de schiste dans les Territoires du Nord-Ouest. Grâce à ce projet, nous connaîtrons mieux les aquifères disponibles à l'échelle de la région, ce qui aidera à la fois les entreprises d'exploitation et les autorités responsables de la réglementation à évaluer la viabilité commerciale de l'exploitation du gaz et du pétrole de schiste dans des endroits jusqu'ici inexploités. Les résultats du projet permettront aussi d'orienter les travaux de caractérisation détaillée qu'il faut pour déterminer les aquifères à cibler une fois les travaux d'exploitation de gaz ou de pétrole de schiste commencés.
Partenaires	Le projet est dirigé par Adrienne Jones, du Bureau géoscientifique des Territoires du Nord-Ouest. L'entreprise Petrel Robertson Consulting figure parmi les collaborateurs qui ne sont pas de RNCan.
Personne-ressource	Adrienne Jones, chef de projet, Bureau géoscientifique des Territoires du Nord-Ouest, Yellowknife, T. N.-O., téléphone : (867) 669-2488, courriel : adrienne_jones@gov.nt.ca

PALIER FÉDÉRAL	
Titre du projet ou de l'étude	***Données de référence sur la qualité des eaux de surface des rivières et des cours d'eau dans le bassin de Petitot : Examen des impacts potentiels de l'exploitation du gaz de schiste dans le bassin de Horn River, en Colombie-Britannique***
Objectif du projet ou de l'étude	Ce projet fournira de l'information au sujet des écosystèmes aquatiques afin de mieux y adapter les politiques, d'informer les intervenants et de s'assurer que l'exploitation des ressources de gaz de schiste au Canada est respectueuse de l'environnement, de sorte que les menaces pour les ressources hydriques et les écosystèmes aquatiques du Canada sont réduites au minimum et que la durabilité des ressources est assurée.
Description du projet Calendrier : du 1er avril 2012 au 31 mars 2016	Ailleurs en Amérique du Nord, on a rapporté des impacts potentiels sur les eaux de surface attribuables aux activités d'exploitation du gaz de schiste (p. ex., documents sur les schistes de Marcellus, Kargbo et coll., 2010 et Soeder et Kappel, 2009). Cependant, actuellement, il existe peu d'information sur le contrôle de la qualité de l'eau dans les régions où l'on exploite des gisements de gaz de schiste. Dans le cadre de ce projet, des données de référence sur la qualité de l'eau provenant de l'environnement riverain contribueront à réduire les risques pour l'environnement aquatique du bassin de la rivière Petitot et serviront à faire progresser de manière respectueuse de l'environnement cette industrie grandissante. Le projet prévoit des mesures de contrôle, notamment : • Contrôle de la qualité de l'eau en fonction du temps dans trois endroits clés, effectué à partir d'une série habituelle de paramètres élémentaires physiques et chimiques; • Surveillance spatiale de la qualité de l'eau pour déceler un éventail de contaminants propres aux activités d'exploitation du gaz de schiste de divers milieux et à des endroits clés pendant des périodes importantes sur le plan hydrologique; • Contrôle biologique aquatique annuel de la santé de l'écosystème et de la qualité de l'eau in situ dans le cours principal de la rivière Petitot et ses affluents. Ce projet sera axé sur le bassin de la rivière Petitot sus-jacent par rapport au bassin de Horn River (une formation de schiste), dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Les activités pourraient s'étendre au-delà du bassin de la rivière Petitot, à l'intérieur des limites d'autres bassins fluviaux qui sont sus-jacents de la formation (notamment les rivières Fort Nelson et Hay) afin d'établir des conditions aquatiques de référence qui soient représentatives.

Sommaire des principales constatations	Un bilan complet des constatations clés sera présenté à la fin du projet (31 mars 2016). Des résultats provisoires pourraient être diffusés avant la date de fin de projet.
Partenaires	L'équipe du projet est dirigée par des chercheurs scientifiques d'Environnement Canada.
Personne-ressource	Bev McNaughton, Environnement Canada, Surveillance de la qualité de l'eau douce, tél. : 604-664-4054, courriel : beverly.mcnaughton@ec.gc.ca

PALIER FÉDÉRAL	
Titre du projet ou de l'étude	***Indicateurs des impacts de l'exploitation du gaz de schiste sur l'eau souterraine***
Objectif du projet ou de l'étude	Le projet a pour objectif de mettre au point des indicateurs qui permettraient de détecter les impacts de l'exploitation du gaz de schiste sur l'eau souterraine et de procéder à une première évaluation de leur importance. L'objectif secondaire consiste à mieux comprendre les impacts potentiels que l'exploitation du gaz de schiste au Canada pourrait avoir sur l'eau souterraine.
Description du projet Calendrier : du 1er avril 2012 au 31 mars 2016	Ce projet vise l'établissement d'« indicateurs des impacts de l'exploitation du gaz de schiste sur l'eau souterraine » au Canada. Le travail de production de ces indicateurs se fera en trois volets, soit : • La R-D portant sur les indicateurs qui pourraient convenir : Travaux de laboratoire visant la sélection d'indicateurs chimiques (traceurs) permettant de détecter les liquides de fracturation et (ou) les fuites de gaz. • L'orientation de l'application de ces indicateurs sur le terrain : Collecte de données de contrôle dans les sites d'exploration et (ou) d'exploitation, et mise à l'essai de diverses techniques de surveillance/d'échantillonnage sur le terrain. • Modélisation numérique, intégrée aux autres composants : établissement et mise à l'essai de modèles conceptuels faisant appel au flux des eaux souterraines et simulation du transport effectué dans les sites d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste. Les indicateurs qui seront établis dans le cadre de ce projet seront basés sur les critères suivants : • compréhension conceptuelle et à jour des impacts potentiels de la mise en valeur du gaz de schiste au Canada; • meilleure connaissance des impacts potentiels de la mise en valeur du gaz de schiste au Canada grâce à des travaux en laboratoire et sur le terrain effectués dans le cadre de ce projet; • collecte d'information pertinente, par exemple des rapports, des publications et des données de surveillance; • application rigoureuse de la méthode d'établissement d'indicateurs environnementaux FPEIR (forces motrices, pressions, état, incidence, réponses) acceptée à l'échelle internationale. Le projet sera mené à Burlington, en Ontario, ainsi que dans les provinces participantes, notamment en Colombie-Britannique, en Alberta, au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et ailleurs.

Sommaire des principales constatations	Un bilan complet des principales constatations sera présenté à la fin du projet (31 mars 2016). Des résultats provisoires pourraient être diffusés avant la date de fin de projet.
Partenaires	L'équipe du projet est dirigée par des chercheurs scientifiques d'Environnement Canada. Voici quelques-uns des collaborateurs qui ne sont pas d'Environnement Canada : • L'Université Laval • Ressources naturelles Canada • Ministère de l'Environnement du Nouveau-Brunswick • Ministère de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse • Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique • Ministère de l'Environnement de l'Alberta
Personne-ressource	Dale Van Stempvoort, PhD, Section de l'évaluation de la qualité de l'eau souterraine, Direction des sciences et des technologies aquatiques, Environnement Canada, téléphone : 905-319-6917, dale.vanstempvoort@ec.gc.ca,

PALIER FÉDÉRAL	
Titre du projet ou de l'étude	***Potentiel de gaz non classique dans les schistes du Paléozoïque de l'est du Canada : acquérir les connaissances nécessaires au développement durable***
Objectif du projet ou de l'étude	Pour arriver à une conception moderne et évaluer le gaz de schiste, il faut peser deux facteurs très importants : acceptabilité sociale et pertinence économique. Ces facteurs sont liés aux problèmes de gestion locale et régionale de l'eau, notamment aux préoccupations au sujet de l'eau souterraine et des caractéristiques géologiques du gaz de schiste, et du couvercle installé à l'entrée du puits. Pour chaque problème énoncé, on recommande d'abord de procéder à la synthèse des données disponibles dans le domaine publique et ensuite, en partie d'après les conclusions de la première étape, d'élaborer des projets de recherche afin d'acquérir les connaissances manquantes, qu'elles soient réelles ou perçues.
Description du projet Calendrier : du 1er avril 2011 au 31 mars 2015	Les problèmes sur lesquels porte ce projet se rapportent à trois thèmes principaux : A) Comprendre l'hydrogéologie des aquifères d'eau souterraine profonds et peu profonds; B) Caractériser la géologie des unités de gaz de schiste prometteuses et des successions qui les recouvrent; C) Évaluer la connectivité naturelle et potentiellement induite artificiellement entre les zones profondes de production de gaz et les zones peu profondes d'où l'on tire l'eau potable. Étant donné que l'exploration et la mise en valeur du gaz de schiste progressent à un rythme variable dans l'est du Canada, la charge de travail qui reste à faire sous les trois thèmes ci-dessus sera plus ou moins importante selon les autorités responsables de chaque territoire. Les projets ont lieu dans l'est du Canada. Les travaux en laboratoire et le travail de bureau sont effectués à Québec, à Calgary, à Fredericton, à Halifax et à St. John's.
Sommaire des principales constatations	Un bilan complet des principales constatations sera présenté à la fin du projet (31 mars 2015). Des résultats provisoires pourraient être diffusés avant la date de fin de projet.

Partenaires	L'équipe de projet est dirigée par des chercheurs scientifiques de Ressources naturelles Canada (RNCan) à Québec et à Calgary. Voici quelques-uns des collaborateurs qui ne sont pas de RNCan : • Québec – ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs • Québec — ministère des Ressources naturelles et de la Faune • Nouveau-Brunswick — ministère des Ressources naturelles • Nouvelle-Écosse — ministère de l'Énergie • Terre-Neuve — ministère des Ressources naturelles • INRS-ETE • Université du Nouveau-Brunswick • Université Memorial
Personne-ressource	Denis Lavoie, chercheur scientifique, Commission géologique du Canada – Bureau du Québec, Québec (Qc), téléphone : 418-654-2571, courriel : delavoie@rncan.gc.ca

PALIER FÉDÉRAL	
Titre du projet ou de l'étude	***Évaluation des impacts potentiels des activités d'exploration et d'exploitation des gaz de shale sur les ressources en eau souterraine***
Objectif du projet ou de l'étude	Ce projet vise à développer des outils d'évaluation des impacts potentiels pour les ressources en eau souterraine reliées à l'exploration/exploitation des gaz de schiste. Ces outils permettraient d'identifier les zones où il y a le moins de contraintes pour l'exploitation des gaz de schiste et les zones où il sera nécessaire de moduler les pratiques de l'industrie pour minimiser les risques pour les ressources en eau souterraine.
Description du projet Calendrier 1er avril 2012 – 31 mars 2016	Ce projet propose de réaliser une étude scientifique qui permettra d'améliorer les connaissances sur le lien potentiel entre les formations productives de schiste (généralement situées à 2 km ou plus) et les aquifères de surface (< 200 m), ainsi que les facteurs pouvant contribuer à ce lien. Les questions traitées sont : • comprendre les impacts potentiels des activités liées au gaz de schiste; • évaluer les conditions d'exploration et d'exploitation qui permettraient de minimiser ces impacts sur les ressources en eau souterraine. Le projet se divise en quatre volets interreliés : • Effectuer une caractérisation hydrogéologique et établir un modèle géologique pour recenser les conduites potentielles, à l'échelle locale, qui contribuent à la migration des contaminants. • Modéliser l'écoulement et étudier l'hydraulique des fractures. • Effectuer une étude géochimique par échantillonnage d'eau prélevée dans des puits forés, des puits résidentiels et des puits profonds. • Évaluer les impacts associés à la vulnérabilité des aquifères. Le site sélectionné pour l'étude est le piémont appalachien, dans la Montérégie-Est (Qc), là où de nombreuses failles ordoviciennes sont très connues (ex. : ligne Logan, faille de St-Barnabé, faille d'Aston); cette région se trouve dans la zone où des chantiers d'exploration du gaz de schiste sont actifs.
Sommaire des principales constatations	Un bilan complet des principales constatations sera présenté à la fin du projet (31 mars 2016). Des résultats provisoires pourraient être diffusés avant la date de fin de projet.

Partenaires	L'équipe de recherche relève de Christine Rivard, PhD, de la Commission géologique du Canada. D'autres chercheurs de la Commission géologique du Canada à Ottawa et à Québec participent aussi au projet. Environnement Canada est un collaborateur.
Personne-ressource	Christine Rivard, chercheuse scientifique en hydrogéologie, Commission géologique du Canada (CGC-Québec), Québec, Québec, téléphone : (418) 654-3173, courriel : crivard@rncan.gc.ca

PALIER FÉDÉRAL	
Titre du projet ou de l'étude	***Mise au point d'outils technologiques pour surveiller le gaz de schiste***
Objectif du projet ou de l'étude	Le projet a pour objectif la création d'une technologie de traçage qui permettra de détecter avec fiabilité et précision des fuites de gaz naturel et (ou) de fluides de fracturation provenant de champs de gaz de schiste qui sont soumis à la fracturation hydraulique. Un système de surveillance à compatibilité universelle sera créé pour les traceurs.
Description du projet Calendrier : du 1er avril 2012 au 31 mars 2016	Les objectifs du présent projet sont les suivants : • Trouver un traceur efficace qui détectera avec précision les fuites de gaz naturel et de fluide de fracturation provenant de champs de gaz de schiste soumis à la fracturation hydraulique. • Évaluer et concevoir, au besoin, des technologies et des protocoles de traçage en surface. • Établir des stratégies d'injection de traceur pour que son rendement soit optimal. Le projet permettra : • de procéder à l'analyse et à l'étude documentaires pour déterminer les traceurs potentiels; • d'établir un programme de tests en laboratoire pour déterminer quelles sont les propriétés et quelle est l'efficacité des traceurs dans les conditions réelles d'exploitation; • de terminer les tests en laboratoire et de comparer l'efficacité des traceurs afin de sélectionner les traceurs les plus performants; • de procéder à la simulation numérique de l'injection et de la migration du traceur. Les résultats permettront d'en savoir davantage au sujet des méthodes de détection et des stratégies d'injection; • d'établir un système de surveillance à compatibilité universelle et de préparer des stratégies d'injection de traceur. Le projet sera mené à Ottawa, en Ontario.
Sommaire des principales constatations	Un bilan complet des constatations clés sera présenté à la fin du projet (31 mars 2016). Des résultats provisoires pourraient être diffusés avant la date de fin de projet.
Partenaires	L'équipe de projet est dirigée par des chercheurs scientifiques de CanmetÉNERGIE — Ottawa, à Ressources naturelles Canada (RNCan). Voici quelques-uns des collaborateurs qui ne sont pas de RNCan : • Centre de recherche en technologie pétrolière (CRTP) • HTC Pure Energy
Personne-ressource	David Ryan, RNCan, SITE, CanmetÉNERGIE — Ottawa, 613-996-3179, dryan@rncan.gc.ca

PALIER FÉDÉRAL	
Titre du projet ou de l'étude	***Étude des liens potentiels entre la fracturation liée à l'extraction du gaz de schiste et la sismicité induite dans l'optique du développement durable et de l'amélioration de la conformité à la réglementation***
Objectif du projet ou de l'étude	Ce projet a pour objectif principal de combler une importante lacune, c'est-à-dire savoir si la fracturation pratiquée dans l'industrie pétrolière et gazière induit des séismes dans les grands bassins de gaz de schiste partout au Canada. Ce projet consistera à faire (1) des observations scientifiques éprouvées permettant d'évaluer et d'étudier en détail les rapports potentiels entre la fracturation et les séismes induits, s'ils existent, et (2) une évaluation systématique des principaux bassins de gaz de schiste afin de caractériser quantitativement la probabilité que des séismes importants ou majeurs soient induits par la fracturation.
Description du projet Calendrier : du 1er avril 2012 au 31 mars 2016	Ce projet a essentiellement pour objectif d'établir à partir de travaux d'observation des conclusions sur les questions importantes qui suivent : • La pratique de la fracturation peut-elle avoir une incidence sur l'intensité de l'activité sismique de fond à l'échelle locale ou même régionale? • S'il existe, quel est le lien entre la façon dont la fracturation est effectuée et la magnitude maximale des séismes induits? • Quel est le délai d'interaction entre les activités de fracturation et la sismicité induite? • Existe-t-il des preuves scientifiques claires, sur le plan des risques sismiques, qui indiquent qu'il faudrait imposer un cadre réglementaire différent aux bassins de gaz de schiste dont les conditions tectoniques ou géologiques sont différentes? Le projet comporte quatre importants volets de recherche. Ils consisteront à : • Améliorer la capacité de surveiller la distribution spatiotemporelle des séismes dans les principaux sites de gaz de schiste; • Procéder à l'analyse complète des enregistrements sismiques pour y relever les séismes induits; • Évaluer de façon quantitative la contrainte sismogénique globale des principaux bassins de gaz de schiste; • Réaliser une modélisation géomécanique du phénomène de transfert des contraintes provoqué par la fracturation. Les travaux sur le terrain, en laboratoire et dans les bureaux auront lieu en Colombie-Britannique, au Québec et au Nouveau-Brunswick.

Sommaire des principales constatations	Un bilan complet des constatations clés sera présenté à la fin du projet (31 mars 2016). Des résultats provisoires pourraient être diffusés avant la date de fin de projet.
Partenaires	L'équipe de projet est dirigée par des chercheurs scientifiques de Ressources naturelles Canada (RNCan), à Ottawa, au Québec et en Colombie-Britannique. Les collaborateurs qui ne sont pas de RNCan sont entre autres la Commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique.
Personne-ressource	Honn Kao, chercheur scientifique, Commission géologique du Canada, Ressources naturelles Canada, Sidney, Colombie-Britannique, téléphone : (250) 363-6625, courriel : hkao@rncan.gc.ca

PALIER FÉDÉRAL	
Titre du projet ou de l'étude	***Étude des techniques améliorées de production de gaz de schiste***
Objectif du projet ou de l'étude	Le projet a pour objectif d'étudier l'utilisation potentielle de CO_2 (et d'autres fluides) pour augmenter la production de méthane à partir des formations de gaz de schiste. L'utilisation du CO_2 est très répandue dans les activités de production pétrolière et gazière classiques. Aussi connue sous le nom de « récupération assistée du pétrole » (RAP) ou de « récupération assistée du gaz » (RAG), cette technique a connu un immense succès. En Amérique du Nord et ailleurs, on a aussi essayé d'injecter du CO_2 dans du charbon pour augmenter la production de méthane, mais ces expériences ont donné des résultats variables et connu un succès mitigé.
Description du projet Calendrier : du 1er avril 2011 au 31 mars 2015	Ce projet a pour objectif d'étudier l'utilisation du CO_2 afin d'améliorer la production de gaz de schiste et de séquestrer le CO_2 lorsque le gaz de schiste est épuisé. Les principales préoccupations et problèmes que posent les thèmes de gaz de schiste sont la récupération des ressources sur place, les enjeux économiques de cette activité et son empreinte environnementale. Il faut améliorer le taux de récupération du méthane dans les réservoirs de gaz de schiste ciblés. Dans le cadre de ce projet, on étudiera la possibilité d'utiliser des méthodes améliorées pour produire du gaz de schiste et l'incidence que ces méthodes pourraient avoir sur les enjeux économiques et environnementaux de la production du gaz de schiste. Voici les travaux prévus : • D'abord, on procédera à une évaluation d'ensemble d'après les données et la documentation disponibles sur le sujet (première année). • Pendant la deuxième année, le travail se transformera et l'on recueillera des données géologiques sur certains réservoirs de gaz de schiste ciblés, des informations sur la description et la caractérisation du schiste et sur les sources potentielles de CO_2 dans les réservoirs de production ou près de ceux-ci, et on procédera à l'évaluation des lacunes dans les connaissances. • Pendant la troisième année, on examinera le tout de plus près. • Pendant la quatrième année, on analysera davantage les impacts économiques et environnementaux de la production du gaz de schiste, en accordant une attention particulière à la comparaison des technologies classiques de production du gaz de schiste et sa production en combinaison avec le captage et le stockage du carbone (CSC). Le projet se terminera par la production d'un rapport qui comportera les résultats du projet et les recommandations d'études à venir. Emplacement du projet : CanmetÉNERGIE Ottawa – complexe Bells Corners

Sommaire des principales constatations	Un bilan complet des constatations clés sera présenté à la fin du projet (31 mars 2015). Des résultats provisoires pourraient être diffusés avant la date de fin de projet.
Partenaires	L'équipe de projet est dirigée par des chercheurs scientifiques de Ressources naturelles Canada (CanmetÉNERGIE), à Ottawa.
Personne-ressource	David Ryan, RNCan, SITE, CanmetÉNERGIE — Ottawa, 613-996-3179, dryan@rncan.gc.ca

PALIER FÉDÉRAL	
Titre du projet ou de l'étude	***Ajout de l'approvisionnement en gaz naturel non classique au modèle GHGenius***
Objectif du projet ou de l'étude	Modifier les voies de cheminement du gaz naturel dans GHGenius pour que le modèle intègre différentes sources de gaz naturel, notamment le gaz de schiste. Reconnaître que, par comparaison au gaz classique, les profils d'émissions de GES provenant de plusieurs autres sources de gaz risquent d'être fort différents.
Description du projet Calendrier : Rapport terminé en mars 2010	Le modèle GHGenius évalue les émissions des principaux GES et contaminants atmosphériques en fonction de leur cycle de vie à partir d'un vaste éventail de sources de combustion et de processus. Auparavant, les données sur la production de gaz naturel dans le modèle étaient fondées sur une moyenne pondérée de gaz dissous, de gaz non associé et de gaz de réservoir étanche. Grâce aux changements apportés au modèle, l'utilisateur peut désormais choisir chaque type de gaz naturel séparément. Dans le modèle, la part qu'occupe chaque type de gaz par rapport à l'ensemble des sources nationales est tirée des données et prévisions de l'Office national de l'énergie jusqu'en 2020. Les diverses émissions associées au cycle de vie de l'approvisionnement en gaz naturel sont produites entre autres par la distribution et l'entreposage du carburant, la production du carburant, la récupération de la matière première, les fuites de gaz et torchères, l'élimination du CO_2 ou du H_2S, et les émissions produites par la combustion du gaz naturel.
Sommaire des principales constatations	Les émissions totales de gaz à effet de serre pendant toute la durée de vie de la production du gaz de schiste au Canada sont en moyenne supérieures de 4 % à celles du gaz naturel classique (et l'écart disparaît si on compare le gaz de réservoir étanche non classique au gaz classique).
Partenaires	Le projet et le rapport ont été commandés par l'Office de l'efficacité énergétique de Ressources naturelles Canada.

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Hydraulic Fracture Water Usage in Northeast British Columbia: Locations, Volumes and Trends*** **(Utilisation d'eau pour la fracturation hydraulique dans le nord-est de la Colombie-Britannique : emplacement des sources, quantités et tendances)**
Objectif du projet ou de l'étude	Ce rapport a pour objectif est de mieux comprendre les divers aspects de la fracturation hydraulique échelonnée, soit la technique qui a la plus grande incidence sur la consommation d'eau, ainsi que l'emplacement des sources et l'intensité de leur utilisation.
Description du projet Calendrier : Processus itératif (2009, 2010, 2012)	Ce projet a essentiellement pour objectif d'établir à partir de travaux d'observation des conclusions sur les questions essentielles suivantes : • Quel est le volume d'eau moyen et maximal utilisé pour chaque puits? Quelles sont les tendances d'utilisation de l'eau? • Qu'est-ce qui détermine l'utilisation d'eau et les tendances? S'agit-il de la capacité technologique, ou de l'accès à l'eau ou à de meilleures techniques pour accéder au schiste à extraire? • Quelle est la quantité d'eau qui revient à la surface et qui pourrait être réutilisée? Le projet a porté sur cinq régions dans le nord-est de la Colombie-Britannique où l'utilisation d'eau provient surtout de puits à fractures multiples (bassin de Horn River, thème Montney et zone de prospection de Montney Nord, bassin de Deep, et Southern Foothills). On a analysé les données provenant de 500 puits pour établir des liens (en fonction du temps et de la région) entre l'utilisation de l'eau pour la fracturation hydraulique et : • l'ampleur de la fracture (nombre de fractures par puits, distance fracturée horizontalement et écart entre les fractures); • le type de fracturation (électrique, par injection hydraulique ou hybride) • l'intensité d'utilisation de l'eau (volume par fracture); • la géologie de la formation ciblée; • la valeur de l'utilisation de l'eau (productivité gazière par rapport à l'eau injectée); • l'eau retournée pouvant être réutilisée.

Sommaire des principales constatations	• Les résultats montrent que l'utilisation d'eau a varié selon le bassin. Les écarts les plus importants étaient attribuables au procédé de stimulation utilisé. • En général, la géologie d'un bassin détermine le choix de procédé à appliquer à la fracture. L'utilisation de grandes quantités d'eau ne se limite pas à la fracturation échelonnée du schiste friable dans le bassin de Horn River; on a aussi consommé beaucoup d'eau pour la mise en valeur du grès et des granulats dans le bassin de Deep au sud de Dawson Creek. • Même un petit nombre de puits à injection hydraulique peut avoir une incidence importante sur la consommation cumulative de l'eau d'un bassin; en effet, la consommation d'eau sera beaucoup plus importante que celle d'un grand nombre de puits à fracturation électrique. L'augmentation du volume de stimulation a fait grimper en flèche la récupération ultime prévue dans les puits à injection hydraulique dans les schistes de Muskwa et d'Otter Park du bassin de Horn River, ce qui détermine la demande en eau dans le bassin.
Partenaires	L'équipe de projet était dirigée par un chercheur scientifique du ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique, assisté d'un chercheur-conseil.
Personne-ressource	Elizabeth Johnson, hydrogéologue principale, Direction générale de la géoscience et des initiatives stratégiques, Division du pétrole et du gaz, ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel, Victoria, Colombie-Britannique, téléphone : (250) 952-0418, courriel : Elizabeth.Johnson@gov.bc.ca

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	**Flaring, Venting and Incinerating Summary** **(Résumé des volumes brûlés à la torche, ventilés et incinérés)**
Objectif du projet ou de l'étude	Résumé annuel des volumes de gaz brûlés à la torche et des progrès visant à atteindre les objectifs de réduction ou d'élimination du torchage, de la ventilation et de l'incinération, selon le Plan énergétique de la Colombie-Britannique (*British Columbia Energy Plan*).
Description du projet Calendrier : janvier à décembre 2011	La *British Columbia Oil and Gas Commission* travaille avec les exploitants afin de s'assurer qu'ils tiennent compte des options permettant de réduire le torchage, la ventilation et l'incinération, notamment l'élimination et la réduction lorsque l'élimination n'est pas possible (p. ex., s'il n'y a pas d'infrastructure disponible à proximité comme des pipelines et des installations connexes, en raison de l'éloignement de l'activité), et l'amélioration de l'efficacité des systèmes de torchage, de ventilation et d'incinération.
Sommaire des principales constatations	• Diminution de 36 % du torchage depuis 1996; diminution de 22,3 % du torchage depuis 2006; conservation de 97 % du gaz en solution en 2011. • Diminution de 5 % du torchage du gaz en solution depuis 2010, et diminution de 93,1 % depuis 1997. • Diminution de 3,2 % du nettoyage des puits et du torchage pour l'essai des puits depuis 2010. • Diminution de 9,3 % du torchage accompagnant le forage en sous-pression, de 2010 à 2011. • Entre 1996 et 2011, la production de gaz naturel a augmenté de 76 %, et la quantité de gaz torché par unité de production de gaz naturel a diminué de 63 %. • Le volume total de gaz torché par unité de production en 2011 a été de 4,9 m^3/1 000 m^3, ce qui est inférieur à la quantité prévue de 5,4 m^3/1 000 m^3, selon le plan de service de la Commission pour 2011-2012.
Partenaire	*British Columbia Oil and Gas Commission*
Personne-ressource	Kevin Parsonage, superviseur, Ingénierie de terrain et enquêtes techniques, 250-419-4400

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Investigation of Observed Seismicity in the Horn River Basin*** **(Étude de la sismicité observée dans le bassin de Horn River)**
Objectif du projet ou de l'étude	Cause de l'activité sismique anormale près des activités pétrolières et gazières.
Description du projet Calendrier : juillet 2011 – août 2012	L'objectif principal de ce projet était de répondre à la question clé suivante dans les zones éloignées et géographiquement confinées du bassin de Horn River, dans le nord-est de la Colombie-Britannique : • La fracturation hydraulique a-t-elle été la cause de l'activité sismique de faible intensité (entre avril 2009 et décembre 2011)? Les données ont été obtenues de nombreuses sources, notamment des informations de source ouverte et des données exclusives acquises par les compagnies pétrolières et gazières travaillant près de la zone d'étude.
Sommaire des principales constatations	1. La sismicité observée et rapportée par Ressources naturelles Canada (RNCan) dans le bassin de Horn River entre avril 2009 et décembre 2011 a été induite par un mouvement de faille résultant de l'injection de fluides pendant la fracturation hydraulique. 2. Aucune blessure ni aucun dommage matériel n'ont été signalés à la suite de la sismicité induite. RNCan a signalé un seul événement qui a été ressenti à la surface du sol. 3. Les fractures qui se sont développées pendant les activités de fracturation hydraulique et qui ont été étudiées étaient effectivement confinées aux schistes de Horn River visés, recouverts des schistes de Ft. Simpson. On n'a constaté aucun effet sur les aquifères peu profonds ou l'environnement. 4. L'ampleur et la fréquence de la sismicité induite étudiée par la Commission peuvent être tributaires de nombreux facteurs, notamment le débit de pompage, la pression de rupture et la proximité de failles existantes. 5. Aucune déformation de tubage n'a été signalée dans la partie verticale des puits de forage, et aucun problème de confinement des réservoirs n'a été relevé. On a constaté, dans deux cas, une déformation mineure du tubage dans la partie de puits horizontale dans les formations de schiste visées. La cause de la déformation du tubage n'a pu être attribuée de façon concluante à la sismicité.

	6. Les cartes des failles fournies par les exploitants montrent d'abondantes failles sous-parallèles en direction nord-sud, traversant les secteurs Etsho et Tattoo. Ces failles sont généralement assises en profondeur et ne présentent pas de déplacement au-dessus du schiste de Ft. Simpson. Celui-ci est considéré comme un obstacle à la fracture ductile. La réactivation des failles dans ce cadre structurel n'est pas considérée une menace pour les aquifères sus-jacents peu profonds. 7. On doit ajouter des stations sismiques au Réseau national sismologique canadien (RNSC) afin d'améliorer la surveillance de la sismicité induite dans le nord-est de la Colombie-Britannique.
Partenaire(s)	L'étude a été réalisée par le personnel de génie et de géologie, Développement des ressources*, British Columbia Oil and Gas Commission*; le personnel a bénéficié de consultations avec RNCan, l'Université de la Colombie-Britannique et *l'Alberta Geological Survey*.
Personne-ressource	Dan Walker, géologue pétrolier principal, *British Columbia Oil and Gas Commission*, 250-419-4400

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Oil and Gas Land Use in the Fort Nelson LRMP area of British Columbia*** **(Utilisation des terres pétrolières et gazières dans la région LRMP de Fort Nelson, en Colombie-Britannique)**
Objectif du projet ou de l'étude	Ce rapport est produit par la *British Columbia Oil and Gas Commission* (la Commission) afin de permettre au gouvernement, à l'industrie, aux Premières nations et aux parties intéressées de comprendre la zone en surface utilisée jusqu'à présent pour les activités pétrolières et gazières dans le secteur visé par le plan de gestion des terres et des ressources de Fort Nelson (FNLRMP - *Fort Nelson Land and Resource Management Plan*), et pour décrire la méthode utilisée pour calculer les secteurs par type d'activité. Les objectifs sont d'accroître l'intendance et de réduire les impacts sociaux et environnementaux.
Description du projet Calendrier : Jusqu'en janvier 2013 pour la région du FNLRMP	La Commission a déterminé qu'il y a lieu d'établir une méthode normalisée pour mesurer les perturbations en surface causées par les activités pétrolières et gazières. Dorénavant, la Commission se basera sur ces normes de mesure pour calculer les changements dans la superficie en surface utilisée par les activités pétrolières et gazières. Le rapport cible deux aspects de l'activité pétrolière et gazière dans la région du FNLRMP, en s'intéressant à la question de l'empreinte de l'industrie pétrolière et gazière dans le nord-est de la Colombie-Britannique : • Le type d'activité en surface • La superficie en surface utilisée par chaque activité
Sommaire des principales constatations	Le rapport présente un aperçu des terres en surface utilisées par les sites de puits, les pipelines, les routes, les programmes d'exploration géophysique, les installations et les activités pétrolières et gazières connexes jusqu'en janvier 2013, inclusivement, pour la région du FNLRMP. Voici les principales conclusions : • L'analyse indique que l'activité pétrolière et gazière cause un faible pourcentage de la perturbation totale dans la région du FNLRMP. • Parmi les perturbations dues aux activités pétrolières et gazières, les perturbations sismiques étaient les plus importantes par le passé, mais avec les méthodes sismiques modernes à faible impact, on prévoit que cette contribution diminuera de façon appréciable. • Une méthode normalisée pour mesurer les perturbations en surface causées par l'activité pétrolière et gazière. • L'explication de la méthode utilisée pour la collecte de données, les sources, les hypothèses et les limites de la méthode, et la façon dont la Commission cherche activement à améliorer les rapports statistiques futurs.

	• Vu les limites connues des données, la méthode de la Commission donne, pour les perturbations en surface, un nombre probablement supérieur à la valeur réelle. Par exemple, les données du programme TRIM II (*Terrain Resource Information Management Program II*), qui sont en grande partie basées sur l'interprétation d'anciennes photographies aériennes, surestiment probablement le nombre de lignes sismiques dans la région du FNLRMP. Afin de réduire cette erreur, la Commission a utilisé une méthode d'échantillonnage préliminaire pour détecter les lignes sismiques par rapport aux autres entités linéaires comme les routes; toutefois, la repousse de la végétation qui a restauré les fonctions écologiques sur les anciennes lignes sismiques n'a pas été prise en compte dans les calculs présentés. • Le plan de gestion des terres et des ressources de Fort Nelson couvre environ 9,8 millions d'hectares de terres de la Couronne. • La Commission a calculé l'empreinte en surface due aux perturbations suivantes : • lignes sismiques (pour l'exploration géophysique); • routes; • puits; • pipelines; • installations; • autres infrastructures pétrolières et gazières (comme les camps).
Partenaire	*British Columbia Oil and Gas Commission*
Personne-ressource	Sean Curry, gestionnaire, Développement des ressources, *British Columbia Oil and Gas Commission,* 250-419-4420

ALBERTA	
Titre du projet ou de l'étude	***Groundwater Observation Well Network*** **(Réseau de puits d'observation des eaux souterraines)**
Objectif du projet ou de l'étude	Le réseau GOWN (*Groundwater Observation Well Network* – réseau de puits d'observation des eaux souterraines) appartient au ministère de l'Environnement de l'Alberta, et les puits se trouvent dans divers aquifères dans toute la province. La plupart de ces puits renferment de l'équipement électronique spécialisé qui consigne en continu le niveau des eaux souterraines. En outre, l'eau dans bon nombre de ces puits est pompée et échantillonnée, afin d'en analyser la qualité.
Description du projet Calendrier :	Alberta Water Well Information Database (AWWID) Projet en cours, et on procède à l'ajout de nouveaux puits.
Sommaire des principales constatations	Le Conseil de recherches de l'Alberta a établi le réseau en 1957, avec trois puits à Drayton Valley, Leduc et Milk River. En 1982, le ministère de l'Environnement de l'Alberta a assumé la responsabilité du réseau et l'a élargi à 145 puits. À cette époque, on comptait 55 puits répartis dans toute la province pour la surveillance générale du niveau des eaux souterraines, ainsi que 90 puits pour la surveillance du niveau et de la qualité des eaux souterraines dans la région des sables bitumineux autour de Fort McMurray. Depuis, le réseau a pris de l'expansion pour offrir une meilleure couverture provinciale. Le réseau GOWN compte actuellement plus de 250 puits, dont 200 servent à surveiller le niveau des eaux souterraines et 160 la qualité. Rapports sur le forage des puits d'eau (*Water Well Drilling Reports*) : Cette base de données contient des rapports de forage pour plus de 500 000 puits d'eau, trous de tir jaillissants et trous d'essais. La base de données peut également contenir de l'information sur les essais de pompe, la lithologie et la chimie de l'eau obtenue de ces rapports. Rapports sur les essais de base des puits d'eau (*Baseline Water Well Test* – BWWT) : Cette base de données contient des rapports sur les essais de puits d'eau recueillis par le ministère en vertu de la Directive 35 de l'ERCB : *Baseline Water Well Testing Requirement for Coalbed Methane Wells Completed Above the Base of Groundwater Protection* (Exigence concernant les essais de base des puits d'eau pour les puits de méthane de houille forés au-dessus de la base de protection des eaux souterraines). La base de données peut comprendre des essais de pompage, de l'information sur la chimie de l'eau et des analyses de gaz. On

	procède actuellement à un examen des exigences de la Directive 35 afin de les élargir pour y inclure la fracturation hydraulique.
Partenaire	s.o.
Personne-ressource	Pour de plus amples informations, veuillez communiquer avec le centre d'information sur les eaux souterraines (*Groundwater Information Centre* – GIC), du ministère de l'Environnement et du Développement durable des ressources de l'Alberta, par courriel à gwinfo@rncan.ab.ca, par télécopieur au 780-427-1214, ou par téléphone au 780-427-2770.

ALBERTA	
Titre du projet ou de l'étude	***Alberta Microseismicity Project*** **(Projet de microsismicité de l'Alberta)**
Objectif du projet ou de l'étude	Le projet de microsismicité de l'Alberta (***Alberta Microseismicity Project***) fait partie du programme Geohazards de la province de l'Alberta. L'objectif est de surveiller la sismicité naturelle et induite afin de compiler un catalogue exhaustif des séismes en Alberta. Un tel catalogue (base de données sismiques) nous aidera à comprendre les régimes de sismicité naturelle et à reconnaître la sismicité inhabituelle due à des activités anthropiques. L'Alberta produira également des données de base sur la sismicité naturelle, afin de détecter les activités sismiques inhabituelles à l'avenir.
Description du projet Calendrier :	Surveillance, collecte de données et analyses Projet entrepris en 2009
Sommaire des principales constatations	La majeure partie des séismes qui surviennent en Alberta sont de très faible amplitude. Ils sont appelés microséismes, car leur magnitude locale est inférieure à 3. Bien que ces séismes ne soient pas ressentis habituellement, l'information que l'on peut détecter au sujet de ces événements est importante pour nous permettre de comprendre les mécanismes qui pourraient déclencher des séismes.
Partenaire	Université de l'Alberta, Université de Calgary, Commission géologique du Canada, et données provenant de stations sismiques appartenant au *Montana Bureau of Mines* and Geology et à l'*U.S. Geological Survey* et exploitées par ceux-ci.

QUÉBEC	
Titre du projet ou de l'étude	**Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec – Rapport d'enquête et d'audience publique**
Objectif du projet ou de l'étude	Le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) du Québec avait pour mandat de créer une commission d'enquête sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec et de tenir des consultations dans les régions administratives du Centre-du-Québec, de Chaudière-Appalaches et de la Montérégie.
Description du projet Calendrier: septembre 2010 – février 2011	La commission d'enquête du BAPE devait : - proposer un cadre de développement de l'exploration et de l'exploitation des gaz de schiste de manière à favoriser une cohabitation harmonieuse de ces activités avec les populations concernées, l'environnement et les autres secteurs d'activité présents sur le territoire ; - proposer des orientations pour un encadrement légal et réglementaire qui assure, pour les volets d'exploration, d'exploitation et d'infrastructures de collecte de gaz naturel, le développement sécuritaire de cette industrie dans le respect du développement durable ; - évaluer tout enjeu lié au présent mandat avec l'aide d'experts scientifiques. Le rapport du BAPE est subdivisé en trois parties. - La première partie présente la démarche de la commission d'enquête, décrit de façon factuelle le milieu d'insertion, l'industrie du gaz de schiste, les étapes de développement ainsi que les préoccupations et les opinions des participants. - La deuxième partie porte sur l'analyse des enjeux. Elle aborde l'usage et la protection de l'eau, la qualité de l'air, les risques associés à cette activité industrielle, le milieu humain et l'économie. - La troisième partie propose des orientations pour un développement sécuritaire de l'industrie dans le respect du développement durable et pour une cohabitation harmonieuse des activités de l'industrie avec les populations concernées, l'environnement et les autres secteurs d'activité présents sur le territoire. Des consultations (publiques) ont eu lieu dans diverses municipalités situées dans les régions administratives du Centre-du-Québec, de Chaudière-Appalaches et de la Montérégie. Des visites sur le terrain on eu lieu en Alberta, en Colombie-Britannique, au Texas, en Pennsylvanie et dans l'État de New York.

Sommaire des principales constatations	Les missions et les visites de terrain réalisées ont aussi permis de mieux comprendre le contexte dans lequel s'insèrent l'exploration et l'exploitation éventuelle du gaz de shale au Québec. Pour certaines questions fondamentales, les réponses ont toutefois été partielles ou inexistantes. Pour répondre à ce besoin d'acquisition de connaissances scientifiques et en l'absence de faits probants permettant de déterminer les risques que pourraient comporter l'exploration et l'exploitation du gaz de shale, il a été proposé de procéder à une évaluation environnementale stratégique. Tant que l'évaluation sera en cours, la fracturation hydraulique ne sera autorisée que pour les travaux requis par l'évaluation. Les travaux d'exploration pourront continuer, mais sans l'utilisation de la fracturation hydraulique. Une telle évaluation constitue un passage obligé, tant pour un processus de prise de décision éclairée que pour la recherche d'une meilleure acceptabilité sociale.
Qui y participe	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement du Québec / Gouvernement du Québec
Personne-ressource	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (www.bape.gouv.qc.ca), Téléphone : 418 643-7447 ou 1 800 463-4732

QUÉBEC	
Titre du projet ou de l'étude	**Élaboration de différents scénarios de gestion des eaux de reflux et évaluation de leurs coûts.**
Objectif du projet ou de l'étude	L'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste vise à comprendre et à documenter les impacts environnementaux, économiques et sociaux du développement du potentiel gazier au Québec. Dans le cadre de son plan de réalisation, le Comité de l'ÉES propose la réalisation de l'étude suivante : Élaboration de différents scénarios de gestion des eaux de reflux et évaluation de leurs coûts.
Description du projet Calendrier: 2011 – décembre 2012	L'étude a été exécutée par le Service des eaux industrielles et le Service des eaux municipales de la Direction des politiques de l'eau du Ministère du Développement durable, Environnement, Faune et Parcs dans le contexte de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES). Le comité de l'ÉES a proposé la réalisation de cette étude sur l'élaboration de différents scénarios de gestion des eaux de reflux et évaluation de leurs coûts selon : le niveau de production des eaux de reflux et leur qualité, leur réutilisation possible, leur acheminement et l'élimination des rejets. L'étude traite principalement de trois scénarios de gestion des eaux de reflux. Le rapport traite également des niveaux de production des eaux de reflux et de leur qualité, de la réutilisation possible des eaux de reflux, de leur acheminement (bassins ou réservoirs de rétention sur place, ouvrages municipaux d'assainissement des eaux) et de l'élimination des rejets.
Sommaire des principales constatations	Afin de minimiser les prélèvements d'eau et de préserver la ressource, les auteurs de l'étude privilégient la réutilisation des eaux de reflux générées par l'industrie du gaz de schiste. D'autre part, il s'avère que la capacité des ouvrages municipaux d'assainissement des eaux (OMAE) à recevoir et à traiter les eaux usées de l'industrie gazière est limitée. Ainsi, l'utilisation des OMAE comme mode d'élimination des eaux usées ne pourrait pas être considérée comme une option dans un contexte où l'industrie gazière serait en développement et où les volumes générés seraient importants. Par conséquent, dans un contexte de développement de l'industrie du gaz de schiste, la majorité des eaux usées de cette industrie devraient être traitées sur place ou dans des installations conçues à cette fin. Le rejet des eaux de reflux traitées dans le milieu récepteur devra alors respecter les normes et les exigences établies par le gouvernement. Dans la mesure où les conditions propices à l'injection d'eaux usées dans les formations géologiques profondes seraient déterminées pour le Québec, ce mode d'élimination pourrait aussi être envisagé.

Qui y participe	Ministère du Développement durable, Environnement, Faune et Parcs – Service des eaux industrielles et le Service des eaux municipales de la Direction des politiques de l'eau (Gouvernement du Québec)
Personne-ressource	Ministère du Développement durable, Environnement, Faune et Parcs – Service des eaux industrielles et le Service des eaux municipales de la Direction des politiques de l'eau (Gouvernement du Québec)

NOUVEAU-BRUNSWICK	
Titre du projet ou de l'étude	***New Brunswick Shale Gas Air Quality Impacts Study*** **(Étude d'impact du gaz de schiste sur la qualité de l'air au Nouveau-Brunswick)**
Objectif du projet ou de l'étude	Le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux (MEGL) du Nouveau-Brunswick et Santé Canada ont déterminé qu'il y a lieu de comprendre l'impact potentiel que l'exploitation du gaz de schiste pourrait avoir sur la qualité de l'air dans des régions où de tels travaux pourraient être réalisés. Les deux ministères ont donc convenu d'entreprendre ensemble un projet visant à surveiller les impacts qu'ont sur la qualité de l'air des phases sélectionnées de l'exploitation des gaz de schiste, notamment l'établissement de valeurs de référence (avant l'exploitation et pendant le forage), la complétion des puits (p. ex., fracturation hydraulique, reflux) et récupération du gaz naturel.
Description du projet Calendrier : Un rapport provisoire devrait être présenté d'ici la fin de l'exercice 2013-2014, et le rapport final est prévu pour l'exercice 2015-2016. Toutefois, des délais sont possibles en raison de la disponibilité des sites et d'autres facteurs.	L'étude comporte quatre parties, visant à déterminer les effets des activités de l'exploitation des schistes sur la qualité de l'air ambiant : • Partie I – Valeurs de référence : Des données sur la qualité de l'air seront recueillies à un site de contrôle. Aux fins de cette étude, un site de contrôle a été choisi dans une zone d'exploitation possible du gaz de schiste et qui n'est actuellement pas touchée par de tels travaux. Le site sera situé dans la région générale d'Apohaqui, le long de la route 880, au nord de la route 121. Des données de référence (pour l'étude des paramètres indiqués ci-dessous) seront recueillies pendant un an, et serviront aux comparaisons avec les données recueillies dans les autres parties de l'étude. Il faut obtenir des données de référence sur une année complète pour tenir compte des variations saisonnières naturelles dans les niveaux de contaminants ambiants. • Partie II – Puits actif : Les travaux de surveillance seront réalisés près d'un site d'exploitation du gaz de schiste. Idéalement, le site sera déterminé et la surveillance entreprise avant la construction de la plateforme d'exploration. Si cela n'est pas possible, on choisira un site existant. La surveillance des paramètres d'étude sera réalisée en neuf endroits autour de l'installation, formant ainsi un anneau intérieur et un anneau extérieur de stations de surveillance. Une station sera également placée dans la zone peuplée sous le vent la plus près. L'objectif est de caractériser les impacts des émissions dues à l'exploitation du site, à la fracturation hydraulique et à la production de gaz. • Partie III – Usine à gaz : La surveillance du site de l'usine à gaz durera de quatre à six semaines. Huit emplacements seront surveillés sur ce site, avec une configuration similaire à celle décrite à la partie II (huit stations formant des anneaux intérieur et extérieur).

	• Partie IV – Puits déclassé : La fracture hydraulique a été employée en deux endroits au Nouveau-Brunswick et les puits ont été subséquemment déclassés. Un de ces sites sera sélectionné. La configuration de surveillance et l'échéancier seront similaires à ce qui est prévu pour l'usine à gaz, à la partie III. Si les données préliminaires suggèrent des modifications afin de raffiner la surveillance, les modifications nécessaires seront prises en compte par les responsables de l'étude. Les paramètres suivants seront surveillés : • Vitesse du vent • Direction du vent • Dioxyde de soufre • Soufre réduit total • Monoxyde de carbone • Oxydes d'azote (NO_2/NO_X) • Matières particulaires : – PM2.5 – Particules filtrées – Analyse des métaux dans les matières particulaires – Spéciation chimique des matières particulaires • Ozone • Composés organiques volatils (COV) – Échantillonnage par cartouche Summa de l'ensemble des COV tous les 6 jours – Échantillonneurs de COV passifs • Composés organiques semi-volatils (COSV) (notamment les dioxines, les furanes et hydrocarbures aromatiques polycycliques) – Sur filtre – tous les 12 jours • Composés carbonylés (p. ex., formaldéhyde, acétaldéhyde et hexanal) – Échantillonnage par cartouche Summa des composés carbonylés tous les 6 jours En outre, une station de surveillance sera pourvue de détecteurs continus en temps réel de COV pour la plage dite BTEX (benzène, toluène, éthylbenzène et xylène), et de méthane pendant les parties I et II de l'étude.
Sommaire des principales constatations	Santé Canada, en collaboration avec le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick, présentera un rapport sur les résultats de l'étude.
Partenaire(s)	Les partenaires comprennent le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick et Santé Canada.

D) Sensibilisation du public, engagement et divulgation

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	**FracFocus.ca**
Objectif du projet ou de l'étude	FracFocus.ca est un registre qui présente une comptabilité transparente des activités de fracturation hydraulique. Le site comporte une base de données sur les produits utilisés pour l'extraction du gaz naturel, et un contenu important sur la réglementation et les procédures de sécurité régissant les activités de l'industrie.
Description du projet Calendrier : Actif depuis le 1er janvier 2012	La Colombie-Britannique a été la première province canadienne à exiger la divulgation des substances utilisées pour la fracturation hydraulique. Le 1er janvier 2012, la divulgation publique des fluides utilisés pour la fracturation hydraulique est devenue obligatoire en Colombie-Britannique. La loi oblige les exploitants à téléverser dans le registre la liste des produits utilisés, dans les 30 jours suivant la fin des activités, c.-à-d. la période après laquelle un puits est en mesure de produire du gaz. La fracturation hydraulique est soumise à une réglementation stricte en Colombie-Britannique. La province a adopté des lois afin que le processus respecte les eaux souterraines et l'environnement. Il n'y a jamais eu de cas documenté de contamination des eaux souterraines par la fracturation hydraulique en Colombie-Britannique. La *British Columbia Oil and Gas Commission* a créé FracFocus.ca de manière à permettre la participation future d'autres gouvernements, afin qu'il y ait un site national d'information sur la divulgation.
Partenaire(s)	Le 31 décembre 2012, l'Alberta s'est jointe à la Colombie-Britannique en exigeant que l'information sur les fluides de fracturation hydraulique soit divulguée sur FracFocus.ca.

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Reporting on Oil and Gas Site Restoration Summary*** **(Rapport sommaire sur la restauration des sites pétroliers et gaziers)**
Objectif du projet ou de l'étude	Sommaire annuel du Programme de certificats de restauration de la *British Columbia Oil and Gas Commission* dans le nord-est de la Colombie-Britannique.
Description du projet Calendrier : Rapport annuel	La *British Columbia Oil and Gas Commission* (la Commission) est chargée de superviser la restauration et de délivrer des certificats de restauration le cas échéant, afin de s'assurer que les activités de restauration sont terminées dans l'intérêt public, eu égard aux effets environnementaux, économiques et sociaux.
Sommaire des principales constatations	Le rapport annuel sur la restauration des sites présente un aperçu du Programme de certificats de restauration de la Colombie-Britannique. Les statistiques sur les mesures de rendement fournissent des données de comparaison et de référence au sujet de la restauration des sites pétroliers et gaziers, et leur efficacité est examinée. Trois mesures clés ont été définies et font l'objet d'un rapport annuel. Il s'agit de la gestion des responsabilités, de la qualité des demandes et du respect des échéanciers de la Commission.
Partenaire(s)	*British Columbia Oil and Gas Commission*
Personne-ressource	Devin Scheck, directeur, Gestion et restauration de l'environnement, *British Columbia Oil and Gas* Commission, 250-419-4400

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Reporting on Short-term Water Approvals*** **(Rapport sur les approbations de quantités d'eau à court terme)**
Objectif du projet ou de l'étude	Rapport annuel qui catégorise les quantités d'eau permises/octroyées sous licence pour usage dans l'industrie pétrolière et gazière, les quantités réellement utilisées et leur lien avec la disponibilité de l'eau, dans le nord-est de la Colombie-Britannique.
Description du projet Calendrier : Rapport annuel	La question clé est la suivante : y a-t-il un approvisionnement suffisant en eau pour répondre aux besoins de l'industrie pétrolière et gazière? Le rapport contient des données sur l'utilisation de l'eau à court terme pour l'année civile, notamment les volumes cumulatifs d'eau approuvés pour utilisation, et les volumes d'eau rapportés et réellement utilisés par les titulaires de permis. Il comporte également des données sur les permis d'eau dans le nord-est de la Colombie-Britannique, qui sont valides pour des périodes supérieures à un an et qui sont délivrés par le ministère des Forêts, des Terres et de l'Exploitation des ressources naturelles (FLNRO – *Ministry of Forests, Lands and Natural Resource Operations*). Une nouveauté dans le rapport de 2012 : les volumes d'eau utilisés dans la fracturation hydraulique sont inclus.
Sommaire des principales constatations	En 2012, le volume total de retrait d'eau approuvé a fléchi de 25 %, pour un volume total de 20,4 millions m^3 au quatrième trimestre. Le volume d'eau total utilisé et rapporté était de 3 770 019 m^3 (18,5 % du volume approuvé). L'utilisation de l'eau en 2012 était comparable à celle de 2011, qui était de 3 673 378 m^3. Les bassins où les volumes totaux approuvés étaient les plus grands, en pourcentage de l'écoulement annuel moyen au cours du dernier trimestre de 2012, figurent dans le tableau 2. Pour tous les bassins restants, l'utilisation d'eau à court terme approuvée correspondait à moins de 0,20 % de l'écoulement annuel moyen. L'utilisation réelle d'eau indiquée par les titulaires de permis dans les divers bassins représente une faible fraction de l'utilisation d'eau approuvée, et moins de 0,075 % de l'écoulement annuel moyen dans tous les bassins fluviaux entre janvier et décembre 2012. **Tableau 2 : Bassins présentant les plus grands pourcentages approuvés totaux de l'écoulement annuel moyen**

Rivière Lower Halfway	1,28
Rivière East Kiskatinaw	0,72
Rivière Lower Pine	0,38
Rivière Kyklo	0,33
Rivière Lower Kiskatinaw	0,27

Rivière Cameron	0,26
Rivière Kiwigana	0,24
Rivière Blueberry	0,24
Rivière Middle Petitot	0,23
Rivière Capot-Bianc	0,23

La quantité d'eau utilisée pour la fracturation hydraulique varie considérablement dans le nord-est de la Colombie-Britannique, la plus faible utilisation par puits étant dans le bassin Heritage de la zone de prospection de Montney (au sud de la rivière de la Paix) et la plus grande utilisation était dans le bassin de Horn River. Les besoins d'eau variables sont grandement tributaires de la géologie de la formation qui est fracturée. En 2012, un volume total de 7 054 704 m^3 d'eau a été utilisé pour la fracturation hydraulique. L'utilisation moyenne d'eau était de 6 670 m^3/puits (193 puits) dans le bassin Heritage, de 9 792 m^3/puits (138 puits) dans la zone de prospection de Montney nord, et de 76 923 m^3/puits (50 puits) dans le bassin de Horn River.

C'est dans le bassin de Horn River que l'on trouve les bassins hydrographiques où l'on utilise les plus importants volumes totaux d'eau pour la fracturation hydraulique. Le volume total d'eau utilisé pour la fracturation hydraulique est tiré de la rivière Fort Nelson (rivières Middle Fort Nelson et Kiwigana) était de 2 299 257 m^3, et le volume total d'eau tirée de la rivière Petitot (rivières Lower Petitot, Sahdoanah, Tsea et Upper Petitot) était de 2 156 636 m^3.

Partenaire	*British Columbia Oil and Gas Commission*
Personne-ressource	Allan Chapman, hydrologue, *British Columbia Oil and Gas Commission*, 250-419-4420

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Oil and Gas Resource Management Public Opinion Survey*** **(Sondage d'opinion sur la gestion des ressources pétrolières et gazières)**
Objectif du projet ou de l'étude	Ce sondage visait à connaître les opinions des Britanno-Colombiens sur l'exploration, l'exploitation, la réglementation et la gestion des ressources pétrolières et gazières dans la province.
Description du projet Calendrier : Rapport final en 2012	Ce rapport résume les réponses obtenues dans quatre régions de la Colombie-Britannique : île de Vancouver/Lower Mainland (régions de développement 1 et 2), côte de la Colombie-Britannique (région de développement 6), sud-est de la Colombie-Britannique (régions de développement 3 et 4), et centre-nord de la Colombie-Britannique (régions de développement 5, 7 et 8). Le sondage a été réalisé au moyen d'un livret de 12 pages contenant des questions visant à mesure de manière exhaustive les attitudes et les opinions des personnes au sujet d'un large éventail de questions et d'enjeux touchant l'exploration, l'exploitation, la réglementation et la gestion des ressources pétrolières et gazières en Colombie-Britannique. Les 14 questions posées dans le sondage étaient les suivantes : **Question 1 :** Attitudes et opinions sur la gestion des ressources pétrolières et gazières en Colombie-Britannique; **Question 2 :** Attitudes et opinions sur la façon dont les gens perçoivent l'environnement; **Question 3 :** Participation antérieure au processus décisionnel touchant la gestion des ressources naturelles, dans le cadre des activités de participation publique; **Question 4 :** Opinions sur les priorités relatives afin d'assurer la pérennité des valeurs des ressources naturelles; **Question 5 :** Opinions sur la fiabilité des différentes sources d'information au sujet de l'exploitation pétrolière et gazière; **Question 6 :** Opinions sur la sécurité de l'exploitation pétrolière et gazière en Colombie-Britannique; **Question 7 :** Opinions sur l'importance des objectifs locaux de gestion sociale, économique et écologique, pour l'exploitation pétrolière et gazière; **Question 8 :** Opinions sur les enjeux locaux de l'exploitation pétrolière et gazière; **Question 9 :** Opinions sur la gestion des plantes et des animaux rares (c.-à-d. les espèces en péril); **Question 10 :** Attitudes et opinions sur le changement climatique; **Question 11 :** Connaissance des différents aspects du pétrole et du gaz en Colombie-Britannique; **Question 12 :** Participation aux activités en plein air; **Question 13 :** Opinions sur la contribution du pétrole et du gaz à l'économie

	de la Colombie-Britannique; **Question 14 :** Questions d'ordre démographique.
Sommaire des principales constatations	Les ressources pétrolières et gazières sont généralement vues comme importantes et pertinentes par les Britanno-Colombiens. Bien que les répondants jugent nébuleux certains aspects de l'exploration et de l'exploitation pétrolière et gazière, les répondants de toutes les régions étaient en général bien informés sur de nombreux aspects de la gestion de ces ressources. Il ressort du sondage que le public désire fortement faire connaître son opinion dans le processus décisionnel touchant la gestion des ressources pétrolières et gazières, dans le cadre d'un mécanisme de participation du public et de communication avec les responsables locaux de la gestion des ressources pétrolières et gazières. Les répondants avaient des vues et des attitudes plutôt pro-environnementales. Toutefois, ils ont estimé que les limites à la croissance ne sont pas absolues, et que l'ingéniosité humaine et les améliorations technologiques pourraient offrir des solutions à de nombreux problèmes environnementaux. Comme la grande majorité des objectifs écologiques, sociaux et économiques présentés dans le questionnaire étaient importants pour les répondants, il semble qu'une approche qui tiendrait compte de ces objectifs permettrait d'assurer la gestion durable des ressources pétrolières et gazières, tout en répondant aux attentes du public à ce sujet. Les questions de confiance et de sécurité sont particulièrement préoccupantes pour les Britanno-Colombiens. Les sondeurs ont constaté que les répondants sont friands d'information sur la gestion des ressources pétrolières et gazières, en particulier pour faciliter la participation du public au processus décisionnel touchant la gestion du pétrole et du gaz. Dans l'ensemble, les répondants de la Colombie-Britannique jugent prioritaires les aspects suivants dans le domaine des ressources naturelles : 1. Assurer la pérennité des ressources en eau potable. 2. Assurer la pérennité de la richesse biologique. 3. Préserver un large éventail de valeurs en termes de qualité de vie. 4. Minimiser la quantité d'eau utilisée pour extraire le pétrole et le gaz. 5. Préserver les avantages économiques des autres industries (p. ex., l'agriculture, la foresterie, l'exploitation minière). 6. Préserver la création d'emplois au niveau local. 7. Préserver les retombées de l'exploration et de l'exploitation du pétrole et du gaz pour les Premières nations.
Partenaire(s)	Université de la Colombie-Britannique; *British Columbia Oil and Gas Commission*; *Science and Community Knowledge Fund*.
Personne-ressource	M. Harshaw, Faculté de foresterie, Université de la Colombie-Britannique

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***British Columbia Oil & Gas Exploration Activity Report 2005*** **(Rapport d'activité de 2005 sur l'exploration pétrolière et gazière en Colombie-Britannique)**
Objectif du projet ou de l'étude	Évaluer l'état de l'exploration et de l'exploitation dans le nord-est de la Colombie-Britannique (ressources classiques et non classiques), et indiquer où les activités de l'industrie pétrolière et gazière ont eu lieu dans la province en 2005.
Description du projet Calendrier : Rapport publié en 2006, décrivant les activités de 2005	Les faits saillants des travaux d'exploration et de développement en 2005 sont présentés pour six régions-ressources dans le nord-est de la Colombie-Britannique : le bassin Laird et le bassin Fold; Fort Nelson et les plaines du Nord; Fort St. John; le bassin Deep; les Northern Foothills et les Southern Foothills. Le rapport portait également sur les activités sur le terrain réalisées dans les secteurs Nazko et Redstone du bassin de Nechako et dans la chaîne Chilcotin. Des activités sur le terrain ont également été réalisées dans les bassins Bowser sud et Sustut pour mieux comprendre le potentiel en hydrocarbures. Le rapport répondait aux questions suivantes : • Où les droits pétroliers et gaziers ont-ils été vendus dans la province en 2005? • Qui étaient les producteurs et dans quels secteurs étaient-ils présents dans les régions-ressources du nord-est de la Colombie-Britannique? • Quel a été le degré de succès de ces producteurs dans leurs secteurs d'activité respectifs? • Quelles étaient les nouvelles zones de croissance potentielles pour le gaz naturel en Colombie-Britannique (p. ex., les zones productives possibles)? • Quels ont été les plus récents projets dans le bassin Nechako (bassins intérieurs)? • L'industrie était-elle active dans la mise en valeur du gaz de houille dans le nord-est et le sud-est de la Colombie-Britannique? Les ventes de terres, l'activité de l'industrie et les plus récentes données sur la production étaient couvertes pour chacune des régions-ressources pétrolières et gazières du nord-est de la Colombie-Britannique, notamment les bassins intérieurs et le sud-est de la Colombie-Britannique.

Sommaire des principales constatations	• L'activité de l'industrie dans la province a été vigoureuse en 2005. • Les activités de forage en Colombie-Britannique ont connu leur deuxième année la plus productive jamais enregistrée, avec 1 429 puits forés. • Il y a eu une certaine activité dans le sud-est de la Colombie-Britannique, centrée sur l'exploration du gaz de houille. • La production de gaz naturel brut a atteint plus de 3 milliards de pieds cubes par jour et la production de pétrole classique était de 31 000 barils par jour. • En 2005, la British Columbia Oil and Gas Commission a délivré 1 790 permis de forage, soit le plus grand nombre délivré en un an dans la province. • Le cours robuste des matières premières a continué d'inciter les producteurs à accroître leurs dépenses dans de nouveaux projets d'exploration, mais le coût d'ajout de réserves est élevé pour les producteurs canadiens et les producteurs américains indépendants. • Le nombre de nouveaux permis de forage en Colombie-Britannique a été à la hausse au cours des quatre années précédentes. • Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique, en collaboration avec l'Office national de l'énergie, a terminé l'examen du potentiel en ressources de gaz naturel non découvertes dans le nord-est de la Colombie-Britannique.
Partenaire(s)	Ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique, Division du pétrole et du gaz, Direction générale des géosciences et des initiatives stratégiques
Personne-ressource	Christopher Adams Spécialiste du pétrole et du gaz Ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel Division du pétrole et du gaz Direction générale des géosciences et des initiatives stratégiques Victoria (Colombie-Britannique) Téléphone : 250-953-3763

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***British Columbia Oil & Gas Exploration Activity Report 2006*** **(Rapport d'activité de 2006 sur l'exploration pétrolière et gazière en Colombie-Britannique)**
Objectif du projet ou de l'étude	Évaluer l'état de l'exploration et de l'exploitation dans le nord-est de la Colombie-Britannique (ressources classiques et non classiques), et indiquer où les activités de l'industrie pétrolière et gazière ont eu lieu dans la province en 2006.
Description du projet Calendrier : Rapport publié en 2007, décrivant les activités de 2006	Les faits saillants des travaux d'exploration et d'exploitation sont présentés pour six régions-ressources dans le nord-est de la Colombie-Britannique : le bassin Laird et le bassin Fold; Fort Nelson et les Plaines du Nord; Fort St. John; le bassin Deep; les Northern Foothills et les Southern Foothills. Le rapport présente également l'activité récente dans le bassin de Nechacko et dans le sud-est de la Colombie-Britannique. Le rapport mettait l'accent sur les travaux d'exploration en 2006. Le rapport répondait aux questions suivantes : • Où les droits pétroliers et gaziers ont-ils été vendus dans la province en 2006? • Qui étaient les producteurs et dans quels secteurs étaient-ils présents dans les régions-ressources du nord-est de la Colombie-Britannique? • Quel a été le degré de succès de ces producteurs dans leurs secteurs d'activité respectifs? • Quelles étaient les nouvelles zones de croissance potentielles pour le gaz naturel en Colombie-Britannique (p. ex., les zones productives possibles)? • Quels ont été les plus récents projets dans le bassin Nechako (bassins intérieurs)? • L'industrie était-elle active dans la mise en valeur du gaz de houille dans le nord-est et le sud-est de la Colombie-Britannique? Les ventes de terres, l'activité de l'industrie et les plus récentes données sur la production étaient couvertes pour chacune des régions-ressources pétrolières et gazières du nord-est de la Colombie-Britannique, notamment les bassins intérieurs et le sud-est de la Colombie-Britannique.

Sommaire des principales constatations	• L'activité de l'industrie dans la province a été vigoureuse en 2006. • Les activités de forage en Colombie-Britannique ont connu leur deuxième année la plus productive jamais enregistrée, avec 1 435 puits forés. • La production de gaz naturel brut a atteint plus de 3 milliards de pieds cubes par jour, et la production de pétrole classique était de 28 200 barils par jour. • En 2006, la British Columbia Oil and Gas Commission a délivré 1 730 permis de forage, ce qui représente le deuxième plus grand nombre délivré en une année par la province. • La forte demande de gaz naturel a continué d'encourager les producteurs à accroître leurs dépenses dans de nouveaux projets d'exploration et à développer de nouvelles sources d'approvisionnement. • La tendance vers la mise en valeur des zones de ressources classiques et non classiques, prometteuses en découvertes, et un régime fiscal accueillant dans le secteur de l'énergie ont continué de donner à la Colombie-Britannique un avantage concurrentiel dans le domaine du pétrole et du gaz. • En vertu du Programme de crédits aux redevances pour l'infrastructure (*Infrastructure Royalty Credit Program*), la province a accordé 65 millions de dollars en crédits de redevances à 15 sociétés pour 19 projets de construction de routes et de pipelines. • La province a instauré le Programme des redevances sur les profits nets (*Net Profit Royalty Program*) afin d'encourager la réalisation des projets à risque élevé et techniquement complexes.
Partenaire(s)	Ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique, Division du pétrole et du gaz, Direction générale des géosciences et des initiatives stratégiques
Personne-ressource	Christopher Adams Spécialiste du pétrole et du gaz Ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel Division du pétrole et du gaz Direction générale des géosciences et des initiatives stratégiques Victoria (Colombie-Britannique) Téléphone : 250-953-3763

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***British Columbia Oil & Gas Exploration Activity Report 2007-2008*** **(Rapport d'activité de 2007-2008 sur l'exploration pétrolière et gazière en Colombie-Britannique)**
Objectif du projet ou de l'étude	Évaluer l'état de l'exploration et de l'exploitation dans le nord-est de la Colombie-Britannique (ressources classiques et non classiques), et indiquer où les activités de l'industrie pétrolière et gazière ont eu lieu dans la province en 2007-2008.
Description du projet Calendrier : Rapport publié en 2009, décrivant les activités de 2007-2008	Les faits saillants des travaux d'exploration et de développement sont présentés pour six régions-ressources dans le nord-est de la Colombie-Britannique : le bassin Laird et le bassin Fold; Fort Nelson et les Plaines du Nord; Fort St. John; le bassin Deep; les Northern Foothills et les Southern Foothills. Le rapport traitait surtout des travaux d'exploration en 2007, mais les données pour 2008 étaient également présentées lorsqu'elles étaient disponibles. Le rapport répondait aux questions suivantes : • Où les droits pétroliers et gaziers ont-ils été vendus dans la province en 2007-2008? • Qui étaient les producteurs et dans quels secteurs étaient-ils présents dans les régions-ressources du nord-est de la Colombie-Britannique? • Quel a été le degré de succès de ces producteurs dans leurs secteurs d'activité respectifs? • Quelles étaient les nouvelles zones de croissance potentielles pour le gaz naturel en Colombie-Britannique (p. ex., les zones productives possibles)? Les ventes de terres, l'activité de l'industrie et les plus récentes données sur la production étaient couvertes pour chacune des régions-ressources pétrolières et gazières du nord-est de la Colombie-Britannique.
Sommaire des principales constatations	• Les activités de l'industrie dans la province ont été relativement robustes en 2008 et on prévoyait qu'elles le demeureraient en 2009. • La Colombie-Britannique était le deuxième plus important producteur de gaz naturel au Canada, et le quatrième producteur de pétrole brut. • La tendance vers la mise en valeur des zones de ressources classiques et non classiques, prometteuses en découvertes, et un régime fiscal accueillant dans le secteur de l'énergie ont continué de donner à la Colombie-Britannique un avantage concurrentiel dans le domaine du pétrole et du gaz.

	• La production annuelle de gaz naturel commercialisable a augmenté de 40 % au cours de la décennie précédente, et une demande solide pour le gaz naturel a continué d'encourager les producteurs à investir dans de nouveaux projets d'exploration. • Les programmes de redevances mis en place par le gouvernement de la Colombie-Britannique ont continué d'encourager la réalisation de projets à risque élevé et techniquement complexes. • Le Plan énergétique de la Colombie-Britannique (*British Columbia Energy Plan*) publié en février 2007 décrivait les étapes spécifiques requises pour atteindre les objectifs réalistes et réalisables de conservation, d'efficacité énergétique et d'énergie propre.
Partenaire(s)	Ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique, Division du pétrole et du gaz, Direction générale des géosciences et des initiatives stratégiques
Personne-ressource	Christopher Adams Spécialiste du pétrole et du gaz Ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel Division du pétrole et du gaz Direction générale des géosciences et des initiatives stratégiques Victoria (Colombie-Britannique) Téléphone : 250-953-3763

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Summary of Shale Gas Activity in Northeast British Columbia 2007*** **(Sommaire des activités touchant le gaz de schiste dans le nord-est de la Colombie-Britannique, 2007)**
Objectif du projet ou de l'étude	Évaluer l'état de l'exploration et de l'exploitation des zones de gaz de schiste dans le nord-est de la Colombie-Britannique, et indiquer où les activités de l'industrie du gaz de schiste ont eu lieu dans la province.
Description du projet Calendrier : Rapport publié en 2008, décrivant les activités de 2007	Ce rapport présente un sommaire des activités de l'industrie du gaz de schiste, et couvre les principales régions-ressources en gaz de schiste dans la zone de prospection de l'Upper Montney. Ces secteurs comprennent le bassin de Horn River, l'échancrure de Cordova, la zone de prospection de Montney et des zones cibles de gaz de schiste dans des secteurs du Crétacé. Les statistiques sur l'industrie portent sur l'année 2007. Le rapport répondait aux questions suivantes : • Où les droits sur le pétrole et le gaz naturel (PGN) ont-ils été vendus dans la province en 2007? • Quels droits de PGN touchaient directement le développement du gaz de schiste? • Qui étaient les producteurs et dans quels secteurs étaient-ils présents dans les régions-ressources de gaz de schiste du nord-est de la Colombie-Britannique? • Quel a été le degré de succès de ces producteurs dans leurs secteurs d'activité respectifs? Les ventes de terres, l'activité de l'industrie et les plus récentes données sur la production étaient couvertes pour chacune des régions-ressources de gaz de schiste du nord-est de la Colombie-Britannique: bassin de la rivière Horn; échancrure de Cordova; zone de prospection de l'Upper Montney et cibles du Crétacé. Le rapport couvrait les travaux d'exploration et de développement du gaz de schiste pour l'année 2007.

Sommaire des principales constatations	• On indiquait que la Colombie-Britannique en était encore aux premiers stades d'évaluation de ses réserves en gaz de schiste, mais le potentiel de cette nouvelle source de gaz prenait sans cesse de l'ampleur. • Des découvertes de gaz plus nombreuses encore en Colombie-Britannique seront probablement réalisées dans les zones sous-développées, à mesure que les producteurs surmonteront les défis et les complexités techniques associés à l'exploitation des ressources non classiques comme le gaz de schiste. • La province a instauré un programme de redevances sur les profits nets afin d'encourager la réalisation de ces projets à risque élevé et techniquement complexes.
Partenaire(s)	Ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique, Division du pétrole et du gaz, Direction générale des géosciences et des initiatives stratégiques
Personne-ressource	Christopher Adams Spécialiste du pétrole et du gaz Ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel Division du pétrole et du gaz Direction générale des géosciences et des initiatives stratégiques Victoria (Colombie-Britannique) Téléphone : 250-953-3763

COLOMBIE-BRITANNIQUE	
Titre du projet ou de l'étude	***Summary of Shale Gas Activity in Northeast British Columbia 2011*** **(Sommaire des activités touchant le gaz de schiste dans le nord-est de la Colombie-Britannique, 2011)**
Objectif du projet ou de l'étude	Évaluer l'état de l'exploration et de l'exploitation des zones de gaz de schiste dans le nord-est de la Colombie-Britannique, et indiquer où les activités de l'industrie du gaz de schiste ont eu lieu dans la province. Le rapport couvrait les travaux d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste en 2011 et au début de 2012.
Description du projet Calendrier : Rapport publié en 2012, décrivant les activités de 2011	Ce rapport présente un sommaire des activités touchant les gaz de schiste en 2011 dans les quatre principales régions-ressources en gaz de schiste dans le nord-est de la Colombie-Britannique : bassin de Horn River; échancrure de Cordova; bassin de Liard et zone de prospection de Montney. Le rapport met l'accent sur le mode de tenure des terres et les activités de forage dans ces quatre régions. La majeure partie des statistiques présentées dans ce rapport portent sur l'année 2011 et le début de 2012. Le rapport répondait aux questions suivantes : • Qui étaient les producteurs et dans quels secteurs étaient-ils présents dans les régions-ressources de gaz de schiste du nord-est de la Colombie-Britannique? • Quel a été le degré de succès de ces producteurs dans leurs secteurs d'activité respectifs? • Quelles étaient les nouvelles zones de croissance potentielles pour le gaz naturel en Colombie-Britannique (p. ex., les zones productives possibles)?
Sommaire des principales constatations	• Malgré un climat morose du prix du gaz naturel et un faible niveau de ventes de terres en 2011, l'industrie du gaz de schiste en Colombie-Britannique a continué d'offrir à la province un avantage concurrentiel net. • Les producteurs de gaz naturel ont cherché à exploiter le vaste potentiel de ressources en gaz non classiques dans le nord-est de la Colombie-Britannique et parvenaient manifestement à relever les défis techniques associés à ce type de ressources. • Des programmes novateurs de redevances pétrolières et gazières, comme le programme de crédits et de redevances pour les infrastructures (*Infrastructure Royalty Credit Program*), ont continué de bénéficier aux activités dans le secteur du gaz de schiste. Ce programme unique a grandement accru la

	compétitivité de la Colombie-Britannique dans les nouveaux secteurs d'investissement pour le pétrole et le gaz, et permis à la province de bien se placer pour exporter du gaz naturel liquéfié (GNL).
Partenaire(s)	Ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique, Division du pétrole et du gaz, Direction générale des géosciences et des initiatives stratégiques
Personne-ressource	Christopher Adams Spécialiste du pétrole et du gaz Ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel Division du pétrole et du gaz Direction générale des géosciences et des initiatives stratégiques Victoria (Colombie-Britannique) Téléphone : 250-953-3763

ALBERTA	
Titre du projet ou de l'étude	***The Water Conversation with Albertans*** **(Conversation sur l'eau avec les Albertains)**
Objectif du projet ou de l'étude	D'après les commentaires formulés antérieurement par les parties intéressées, dont le public, les priorités au sujet de l'eau sont les suivantes : • lacs salubres; • fracturation hydraulique et eau; • eau potable et système d'eaux usées; • gestion de l'eau. Ce programme de conversation sur l'eau vise à vérifier qu'il s'agit bien des priorités des Albertains et des Albertaines, et, le cas échéant, à déterminer la direction que devrait prendre le gouvernement à ce sujet. De la sorte, on espère que cette approche (c'est-à-dire confirmer les orientations, au lieu de recommencer à zéro) nous permettra de tirer profit de l'importante quantité de travail qui a déjà été réalisée par les Albertains, et également donnera aux citoyens la possibilité de réévaluer et de suggérer une orientation différente ou révisée.
Description du projet Calendrier :	Participation du public aux questions de gestion de l'eau Phase de consultation; février – avril 2013.
Sommaire des principales constatations	La phase de consultation est maintenant terminée. Les idées partagées lors des séances communautaires, par courriel ou sur un registre en ligne seront compilées dans un rapport « Ce que nous avons entendu », qui sera publié cet été.

QUÉBEC	
Titre du projet ou de l'étude	***Étude des mécanismes potentiels assurant l'adoption des meilleures pratiques par les entreprises exploitantes, pour que la responsabilité sociale de l'industrie soit effective***
L'Objectif du projet ou de l'étude	L'étude se donnait pour but d'identifier et d'analyser les mécanismes potentiels assurant l'adoption des meilleures pratiques par les entreprises exploitantes sur les secteurs étudiés pour que la responsabilité sociale de l'industrie soit effective
Description du projet Échéance: 2011 - Décembre 2012	Le rapport consiste en une étude des mécanismes assurant l'adoption des meilleures pratiques par les entreprises exploitantes de gaz de schiste afin que la responsabilité sociale de l'industrie soit effective. Ces mécanismes comprennent entre autre la certification, la divulgation, ou les mesures d'éco-conditionnalité. Afin de répondre aux objectifs de leur étude, les auteurs ont considéré dans leur analyse à la fois une sélection de mécanismes d'application volontaire impulsés par différents acteurs, ainsi que des mécanismes encadrés par la règlementation dans une sélection de régions (pays, province, état) où l'industrie du gaz de schiste se développe. Leur étude a porté sur deux aspects complémentaires : • l'analyse à haut niveau de la prise en compte des enjeux RSE dans le processus d'autorisation au niveau d'une sélection de régions en Amérique du Nord et en Europe. • l'analyse d'une sélection de mécanismes visant à favoriser la mise en œuvre par les entreprises de pratiques RSE, impulsés par différents acteurs : associations industrielles de différents secteurs (pétrole et gaz, mines, chimie), gouvernements, organismes de standardisation, organisations internationales et autres mécanismes multipartites.
Sommaire des principales constatations	L'application de mécanismes volontaires est une condition nécessaire, mais non suffisante pour l'adoption de pratiques de responsabilité sociale des entreprises (RSE) par les entreprises exploitantes de gaz de schiste. Pour que la responsabilité sociale de l'industrie soit effective, les pratiques des entreprises exploitantes de l'industrie de gaz de schiste doivent reposer sur une combinaison de mécanismes pertinents, règlementaires et volontaires, encadrant leurs activités. Selon l'étude, le développement de l'industrie du gaz de schiste doit être encadré par des mécanismes règlementaires pour s'inscrire dans le respect des principes de développement durable de la Loi sur le développement durable du Québec, notamment les principe de précaution, de subsidiarité, de participation et d'engagement avec les parties prenantes, d'accès au savoir et principe pollueur-payeur.

	Selon l'étude, les mécanismes volontaires pertinents visant à assurer l'adoption de pratiques RSE par les entreprises devront tenir compte des enjeux environnementaux et sociaux spécifiques de l'industrie du gaz de schiste, en lien avec les attentes des parties prenantes et les pratiques de responsabilité sociale (pratiques RSE) observées dans des secteurs voisins (mines, pétrole et gaz, chimie).
Participants	Groupe de recherche interdisciplinaire en développement durable (GRIDD), HEC Montréal

YUKON	
Titre du projet ou de l'étude	***Public Dialogue***
Objectif du projet ou de l'étude	Dialogue public sur les activités proposées touchant le gaz et le pétrole de schiste au Yukon
Description du projet Calendrier : Initiative entreprise en novembre 2012, se poursuit	Conformément à la motion adoptée par le gouvernement du Yukon à la législature du territoire le 27 novembre 2012, le dialogue public comportera trois volets : • Répondre positivement à la demande conjointe de la *Yukon Conservation Society et de Northern Cross Yukon* afin que le gouvernement travaille avec l'Office d'évaluation environnementale et socioéconomique du Yukon pour clarifier l'évaluation des projets de pétrole et de gaz; • Réaliser un examen scientifique complet et rigoureux de tout projet de pétrole et de gaz à chacune des étapes : exploration, production et remise en état; • Travailler avec la Première nation des Vuntut Gwitchin et les parties intéressées afin de faciliter un dialogue public éclairé au sujet de l'industrie du pétrole et du gaz, notamment les risques et avantages de la fracturation hydraulique, avant toute approbation réglementaire ou octroi de permis autorisant cette activité au Yukon.
Partenaire	Gouvernement du Yukon
Personne-ressource	Perry Diamond Gestionnaire adjoint, Développement des activités pétrolières et gazières Gouvernement du Yukon Téléphone : 867-393-7044