

RAPPORT FINAL RÉVISÉ

**Revue de littérature scientifique et
réglementaire des normes du chapitre V
du Règlement sur le prélèvement
des eaux et leur protection (RPEP)**

*Site de forage destiné à rechercher ou
exploiter du pétrole ou du gaz naturel*

René Lefebvre et Mélanie Raynauld

Rapport soumis au
Ministère du Développement durable, de l'Environnement
et de la Lutte contre les changements climatiques

Institut national de la recherche scientifique
Centre Eau Terre Environnement

Rapport de recherche R1748

Août 2017

Résumé

L'INRS a été mandaté pour faire une revue de l'évolution récente des connaissances scientifiques et des cadres réglementaires d'autres juridictions par rapport aux sites de forage pétroliers et gaziers qui sont régis par le chapitre V du Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (RPEP). L'emphase de la revue a été mise sur les constats issus des références traitant des impacts potentiels des puits pétroliers et gaziers sur l'eau souterraine, notamment de la fracturation hydraulique à grand volume, qui font l'objet du chapitre V du RPEP. Les opérations de l'industrie pétrolière et gazière qui sont encadrées par d'autres réglementations que le RPEP n'ont pas été couvertes. C'est le cas notamment de la complétion des puits pétroliers et gaziers qui doit être couverte par la réglementation à venir découlant de la récente *Loi sur les hydrocarbures* (MÉRN, 2016) sous la responsabilité du Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MÉRN).

Le chapitre V du RPEP comprend des dispositions générales et fait un encadrement spécifique pour les sondages stratigraphiques qui, contrairement aux autres juridictions, sont distingués au Québec des puits pétroliers et gaziers. Les principales dispositions du RPEP exigent la caractérisation hydrogéologique du site de forage pétrolier et gazier avant la réalisation du forage, incluant la mise en place de puits d'observation et leur échantillonnage ainsi que l'analyse de l'eau des puits d'approvisionnement en eau dans un rayon de 2 km du site de forage pétrolier et gazier. Des dispositions encadrent aussi la réalisation et la documentation de la fracturation hydraulique à grand volume. Enfin, le RPEP exige le suivi de la qualité d'eau souterraine à l'aide de puits d'observation en amont et aval du site de forage pétrolier et gazier pour une période allant jusqu'à 10 ans après la fermeture définitive du puits pétrolier et gazier.

La revue des travaux scientifiques a précisé les impacts potentiels des opérations aux sites de forage pétrolier et gazier, particulièrement de la fracturation hydraulique à grand volume. Dans les juridictions où l'industrie des hydrocarbures est active, la tendance au recyclage de l'eau de reflux (*flow back water*) provenant de la fracturation hydraulique réduit la quantité d'eau nécessaire et ainsi l'impact potentiel sur les ressources hydriques (eau de surface ou souterraine) en termes de quantité. Au niveau de l'impact potentiel des activités reliées aux sites de forage pétrolier et gaziers sur la qualité de l'eau souterraine, les incidents les plus fréquemment rapportés sont reliés aux émissions de contaminants à partir des infrastructures présentes en surface sur les sites de forage (*pads*), telles que les bassins ou réservoirs d'entreposage. Toutefois, ce sont les risques reliés à la perte d'intégrité des puits pétroliers et gaziers qui sont considérés comme posant les plus grands risques pour la qualité de l'eau souterraine. Cette perte d'intégrité pourrait permettre la migration de fluides naturels, eau de formation (saumure) et particulièrement le méthane, à partir d'horizons profonds vers les aquifères de surface et dégrader la qualité de l'eau souterraine. Les normes de mise en place, de complétion, de fermeture et de suivi des puits pétroliers et gaziers relèvent du MÉRN et ne sont pas couvertes par le RPEP, sauf en ce qui concerne le monitoring de l'eau souterraine aux sites de forage pétrolier et gazier. Il n'y a que de rares cas avérés d'impacts directs de la fracturation hydraulique à grand volume sur l'eau souterraine, et ces cas impliquent au moins en partie des conditions à fort risque (faible profondeur, forage à l'air sans boue ni coffrage, etc.) qui ne seraient pas permises par les réglementations les plus rigoureuses, incluant le RPEP. De plus, plusieurs études visant à établir la qualité et la nature du méthane de l'eau souterraine à l'échelle régionale ont été publiées en 2016 et 2017. Ces études démontrent l'absence d'impact actuel significatif sur la qualité de l'eau souterraine à l'échelle régionale de l'exploitation du gaz de shale par la fracturation hydraulique à grand volume, même dans les régions à forte activité. Par contre, l'USGS (la commission géologique des États-Unis) souligne que les impacts éventuels de l'exploitation du gaz de shale ne sont susceptibles de se révéler qu'après plusieurs décennies à cause du long temps de résidence de l'eau souterraine. Toutefois, il y a présentement un débat scientifique sur le potentiel de migration de fluides à partir de réservoirs non conventionnels vers les aquifères superficiels via des zones de fractures naturelles ou de failles perméables, dont l'impact sur la qualité de l'eau souterraine pourrait se faire sentir à moyen ou long terme (décennies). Les travaux scientifiques indiquent tout de même qu'une telle migration exigerait des conditions très spécifiques pour se produire, et ce risque de migration devrait être évalué en

fonction des conditions de chaque région considérée pour la fracturation hydraulique à grand volume. Par contre, dans les régions où un grand nombre de puits pétroliers et gaziers a été foré, la communication potentielle des fluides de fracturation ou la propagation de la pression induite par la fracturation via des puits pétroliers et gaziers voisins en opération ou hors service (accidents nommés *frac hits* dans l'industrie) s'est avérée être un mécanisme de migration de fluides ou de perte d'intégrité. Ce risque est considéré sérieux par les organismes réglementaires et l'industrie, ce qui a mené à la mise en place d'un encadrement plus strict.

En plus des risques associés aux ressources en eau souterraine, les opérations de l'industrie pétrolière et gazière peuvent induire de la sismicité, c'est-à-dire causer un tremblement de terre qui peut être ressenti à la surface. Cette sismicité peut être potentiellement induite par la fracturation hydraulique à grand volume (ex. : Fox Creek, Alberta), mais surtout par l'injection en profondeur dans des puits d'effluents liquides issus de la production d'hydrocarbures ou de la fracturation hydraulique à des fins de disposition permanente (ex. : Oklahoma, Kansas et Texas). Des cadres rigoureux ont été mis en place récemment dans plusieurs juridictions pour réduire ces deux risques de sismicité. Ce mode de disposition n'est présentement pas utilisé au Québec.

L'évaluation de l'impact potentiel des puits d'exploration et de production pétrolière et gazière sur la qualité de l'eau souterraine implique d'établir la qualité naturelle de l'eau souterraine qui peut être très variable d'un puits à l'autre dans une région donnée. Cette caractérisation chimique de l'eau souterraine touche notamment la présence naturelle de méthane dissous dans l'eau souterraine qui doit être distinguée d'un apport de méthane qui pourrait être relié aux puits pétroliers et gaziers. Un grand nombre d'études récentes a documenté la présence fréquente de méthane naturellement dissous dans l'eau souterraine à l'échelle régionale, notamment dans les régions productrices d'hydrocarbures. En plus de la concentration en méthane dissous, l'analyse des isotopes du méthane permet généralement l'interprétation de l'origine du méthane. Cette signature isotopique permet en principe de distinguer deux grands types d'origines naturelles du méthane dans l'eau souterraine, soit du méthane microbien (produit par des microbes à profondeur faible ou intermédiaire; aussi appelé méthane biogénique) et du méthane thermogénique (produit par dégradation de la matière organique ancienne à plus grande température et profondeur). Au Québec, des travaux ont montré la présence fréquente de méthane d'origines naturelles diverses dans l'eau souterraine de plusieurs secteurs, notamment dans les Basses-terres du Saint-Laurent. Des travaux ont aussi montré que la concentration en méthane peut être très variable dans le temps, ce qui exige l'usage d'une méthode constante d'échantillonnage et la prise de plusieurs échantillons dans le temps afin de définir sa variabilité naturelle.

Dans le cadre du présent mandat, les réglementations d'autres juridictions au Canada (surtout celles de l'Alberta et de la Colombie-Britannique), aux États-Unis et en Europe (surtout le Royaume-Uni) ont été revues et comparées aux normes prescrites par le RPEP. Sauf exception, les réglementations dans les juridictions où il y a un moratoire sur la fracturation hydraulique n'ont pas été considérées, mais ces juridictions ont été répertoriées. La définition « d'eau souterraine utilisable » a pour but d'identifier les aquifères qui devraient faire l'objet d'une protection particulière par rapport aux activités pétrolières et gazières. La profondeur de l'eau souterraine utilisable sert notamment dans certaines juridictions à imposer les profondeurs de mise en place des coffrages de surface des puits pétroliers et gaziers et pour établir des profondeurs minimales pour la fracturation hydraulique à grand volume par rapport à la profondeur de l'eau souterraine utilisable. Comme au Québec, plusieurs juridictions utilisent une concentration en solides dissous totaux (SDT) inférieure à 4 000 mg/L pour définir de l'eau souterraine potentiellement utilisable, que ce soit comme source d'eau potable ou à d'autres fins. Au Québec, la profondeur de l'eau souterraine exploitée ou exploitable est fixée par défaut à 200 m dans le RPEP. En Colombie-Britannique et en Alberta, où l'on retrouve des aquifères profonds, la base de la profondeur de l'eau souterraine potable peut atteindre jusqu'à 600 m de profondeur.

À des fins de protection de l'eau souterraine ou des systèmes d'approvisionnement en eau souterraine, le RPEP fixe des distances séparatrices. Avec le monitoring des sites de forage pétrolier et gazier, ces distances séparatrices ont pour but de permettre le contrôle d'une source éventuelle de contamination ainsi que de l'eau souterraine affectée avant que des puits

d'approvisionnement environnants ne soient touchés. Ces distances séparatrices ont été comparées aux distances établies par d'autres juridictions, ainsi qu'avec les concepts comparables de distances séparatrices retrouvées dans la littérature scientifique. Au Québec, la localisation de sites de forage de puits pétroliers et gaziers est interdite dans un rayon de 500 m d'un prélèvement d'eau (RPEP, art. 32). Cette distance de 500 m est supérieure à celle des juridictions répertoriées où il n'y a pas de moratoire sur la fracturation hydraulique à grand volume. Le RPEP précise que le forage de puits pétroliers et gaziers est aussi interdit à l'intérieur de l'aire de protection éloignée d'un prélèvement d'eau souterraine de catégorie 1 ou 2 (RPEP, art. 66) et de l'aire de protection intermédiaire d'un prélèvement d'eau de surface de catégorie 1 ou 2 (RPEP, art. 73). Les prélèvements de catégorie 1 ou 2 représentent des approvisionnements municipaux ou desservant plusieurs résidences ou des institutions publiques (RPEP, art. 51).

Au Québec, le RPEP fixe la profondeur minimale de fracturation hydraulique à 400 m sous la base de l'eau souterraine potable qui est présumée s'étendre jusqu'à 200 m de profondeur. Ainsi, en vertu de ces prescriptions du RPEP, au Québec la profondeur minimale de la fracturation hydraulique est de 600 m sous la surface du sol. Cette profondeur minimale de fracturation a pour effet d'exclure en majeure partie le « corridor 1 » du Shale d'Utica et d'empêcher la fracturation de ce shale au nord du fleuve Saint-Laurent et sur une partie du sud du fleuve Saint-Laurent. Cette profondeur minimale de fracturation hydraulique exclue aussi la partie nord-est d'Anticosti où la Formation de Macasty est à moins de 600 m de profondeur, bien que le secteur d'intérêt pour le pétrole de shale se situe dans une zone où cette formation est à plus de 1000 m de profondeur. L'incidence de la profondeur minimale de fracturation hydraulique est plus difficile à évaluer pour la Gaspésie où les réservoirs considérés sont généralement de type conventionnel et dont l'exploitation n'exigerait pas nécessairement de la fracturation hydraulique à grand volume. C'est la même profondeur de 600 m qui est appliquée en Colombie-Britannique alors que l'Alberta applique 100 m sous la base d'un puits d'approvisionnement et 100 m sous la surface du roc. Toutefois, dans ces deux provinces, la fracturation peut avoir lieu à des profondeurs inférieures à la base de l'eau souterraine utilisable en répondant à des exigences supplémentaires. En Angleterre et au Pays de Galles, la fracturation hydraulique n'est pas permise à moins de 1000 m, alors qu'ailleurs au Royaume-Uni la fracturation est permise à partir de 300 m de profondeur sous la surface du sol. De plus, au Royaume-Uni la fracturation hydraulique n'est pas permise à une profondeur inférieure à 1 200 m à l'intérieur des aires protégées d'eaux souterraines (*protected groundwater source areas*). Dans la littérature scientifique, les profondeurs sécuritaires recommandées sous la surface du sol pour la fracturation hydraulique varient de 600 m à 1000 m, alors que des profondeurs minimales recommandées pour la fracturation hydraulique sous la base de l'eau souterraine utilisable vont de 300 m à 1200 m.

Dans pratiquement l'ensemble des juridictions dont la réglementation a été consultée, au cours des dernières années l'encadrement de la fracturation hydraulique à grand volume a eu tendance à se resserrer et implique maintenant généralement 1) le dépôt préalable d'un programme de fracturation et 2) la divulgation de la composition chimique des eaux de fracturation; ce sont aussi deux exigences du RPEP. De plus, au Québec, le fluide de fracturation ne peut contenir 1) un surfactant à base d'alkylphénol éthoxylé ou 2) une substance déterminée persistante ou bioaccumulable au sens du Règlement fédéral sur la persistance et la bioaccumulation (RPEP, art.42). Le Québec semble être la seule juridiction à interdire des composants spécifiques dans la composition des fluides de fracturation, bien que le Royaume-Uni exige une approbation préalable des composants prévus pour la fracturation hydraulique. Sans les interdire, l'US EPA identifie aussi des composés qui devraient être évités dans les fluides de fracturation. Plusieurs juridictions exigent ou recommandent maintenant l'établissement des conditions préalables (appelé *baseline studies*) de la qualité de l'eau souterraine et des puits résidentiels environnants dans les secteurs où il y aura de la fracturation hydraulique à grand volume. Bien que plusieurs juridictions exigent la définition des conditions préalables et le monitoring, avec le RPEP le Québec est la seule juridiction à exiger la caractérisation hydrogéologique préalable des nouveaux sites de forage pétrolier et gazier (*pads*) et de leurs environs. Au Royaume-Uni, un programme de monitoring à très long terme a été mis en place en 2015 pour établir les conditions préalables dans deux régions visées par le développement du gaz de shale.

Table des matières

Résumé	i
1 Mandat.....	1
2 État des connaissances scientifiques	2
2.1 Brève revue des concepts de base	2
2.2 Définition des risques environnementaux pour la sous-surface.....	3
2.2.1 Risques pour la quantité d'eau souterraine	4
2.2.2 Risques pour la qualité de l'eau souterraine	5
2.2.3 Risques de sismicité	8
2.3 Caractérisation, monitoring et évaluation du risque pour la sous-surface	9
2.3.1 Présence de méthane dans l'eau souterraine	9
2.3.2 Caractérisation et évaluation du risque local pour l'eau souterraine.....	12
3 Analyse comparative du cadre offert par le chapitre V du RPEP	15
3.1 Juridictions consultées.....	15
3.2 Définitions	20
3.2.1 Eau souterraine utilisable	20
3.2.2 Fracturation hydraulique	21
3.2.3 Sondage stratigraphique versus forage.....	21
3.3 Distances séparatrices	21
3.3.1 Profondeur de l'eau souterraine potable	21
3.3.2 Profondeur minimale de fracturation	22
3.3.3 Distances horizontales du site (<i>pad</i>) de forage des prélèvements d'eau.....	24
3.3.4 Distances horizontales minimales entre site (<i>pad</i>) de forage et résidences	25
3.4 Encadrement de la fracturation hydraulique à grand volume.....	26
3.4.1 Principes d'encadrement	26
3.4.2 Tendance de l'encadrement	26
3.4.3 Conditions préalables	30
3.4.4 Conditions préalables et monitoring	31
3.5 Encadrement de la réinjection de fluides	32
3.6 Caractérisation et monitoring par rapport au site de forage	32
4 Conclusions	34
5 Bibliographie.....	37

Liste des tableaux

Tableau 3.1	Réglementations consultées sur les aspects environnementaux des opérations pétrolières et gazières (le tiret indique l'absence d'information)	16
Tableau 3.2	Références scientifiques et réglementaires de la profondeur minimale de fracturation hydraulique	23
Tableau 3.3	Principes ayant servi de base à la révision de la réglementation sur la fracturation hydraulique en Colombie-Britannique (EY, 2015)	26
Tableau 3.4	Comparaison d'exigences réglementaires concernant la divulgation de la composition du fluide utilisé pour la fracturation hydraulique à grand volume.....	29
Tableau 3.5	Exigences réglementaires concernant l'établissement des conditions préalables et le monitoring en relation avec la fracturation hydraulique à grand volume (RPEP, 2014; Bosquez et al., 2015)	31

Liste des figures

Figure 3.1	Zone excluant la fracturation hydraulique autour d'un prélèvement d'eau en Alberta (AERCB, 2013)	24
Figure A3.1	Carte de Séjourné et al. (2013) illustrant les trois corridors du Shale d'Utica dans les Basses-terres du Saint-Laurent présentant un potentiel pour le gaz de shale. Le trait jaune représente la coupe A1 de la figure A3.2.	57
Figure A3.2	Coupe A1 – Modèle structural conceptuel de Séjourné et al. (2013). La ligne rouge est à la profondeur minimum de 600 m requise pour la fracturation hydraulique ..	58

Liste des annexes

Annexe 1	Tableau synthèse des références scientifiques (<i>Annexe électronique, voir fichier PDF nommé « Revue Chap 5 RPEP - Annexe 1 - Littérature scientifique - août 2017 FINAL.pdf »</i>)
Annexe 2	Grille de comparaison des exigences des différentes juridictions ainsi que des recommandations de l'industrie avec les normes prévues au chapitre V du RPEP (<i>Annexe électronique, voir tableau MS Excel nommé « Revue Chap 5 RPEP - Annexe 2-GrilleSimplifiée-Août 2017 FINAL.xlsx »</i>)
Annexe 3	Carte et coupe du Shale d'Utica dans les Basses-terres du Saint-Laurent (p. 57)

1 Mandat

Le chapitre V du RPEP encadre les activités reliées aux sites de forage destinés à rechercher ou à exploiter du pétrole, du gaz naturel, de la saumure ou un réservoir souterrain. L'article 106 du RPEP prévoit une évaluation de ses normes trois ans après son entrée en vigueur, soit en août 2017. L'INRS a été mandaté pour faire une revue de l'évolution de l'encadrement appliqué par d'autres juridictions ainsi que de ce qui a été publié sur les sujets abordés par le chapitre V du RPEP dans la littérature scientifique et technique (revues scientifiques avec comité de lecture, normes publiées par l'industrie, etc.). L'objectif du mandat est de présenter l'état des connaissances scientifiques et des cadres législatifs en date de production du présent rapport afin de soutenir l'évaluation des normes du chapitre V du RPEP par le MDDELCC. Considérant la quantité de publications qui portent sur les enjeux environnementaux liés à l'exploration et l'exploitation pétrolières et gazières depuis janvier 2014, une grille d'analyse a été développée afin de relier ces publications aux sujets pertinents par rapport à l'évaluation du RPEP (Annexe 2). Bien qu'elle n'ait pas la prétention d'être exhaustive, la revue de la documentation est suffisamment complète pour dégager une vision globale de l'état actuel des connaissances (Annexe 1) et des réglementations (Annexe 2) dans ce domaine.

Le chapitre V du RPEP comprend des dispositions générales et établi un encadrement spécifique pour les sondages stratigraphiques qui, au Québec, sont distingués des puits pétroliers et gaziers. Les principales dispositions du RPEP exigent la caractérisation hydrogéologique du site de forage pétrolier et gazier avant la réalisation du forage, incluant la mise en place de puits d'observation (art. 39) ainsi que l'échantillonnage et l'analyse de l'eau des puits d'approvisionnement en eau dans un rayon de 2 km du site de forage pétrolier et gazier. Des dispositions encadrent aussi la réalisation et la documentation de la fracturation hydraulique à grand volume. Enfin, le RPEP exige le suivi de la qualité d'eau souterraine à l'aide de puits d'observation en amont et aval du site de forage pétrolier et gazier pour une période allant jusqu'à 10 ans après la fermeture définitive du puits pétrolier et gazier.

Considérant les orientations du RPEP, l'emphase de la revue a été mise sur les références traitant des impacts potentiels des puits pétroliers et gaziers sur l'eau souterraine, notamment de la fracturation hydraulique à grand volume, qui font l'objet du chapitre V du RPEP. Les opérations de l'industrie pétrolière et gazière qui sont encadrées par d'autres réglementations que le RPEP n'ont pas été couvertes. C'est le cas notamment de la complétion des puits pétroliers et gaziers qui doit être couverte par la réglementation à venir découlant de la récente *Loi sur les hydrocarbures* sous la responsabilité du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MÉRN).

Le présent rapport se divise en deux sections principales. La première section présente l'état des connaissances scientifiques et la seconde porte sur l'état des cadres législatifs. Des grilles d'analyse présentées sous forme de tableaux intègrent les différentes informations recueillies (voir annexes 1 et 2).

2 État des connaissances scientifiques

Cette première partie du rapport fait la synthèse de la revue de littérature réalisée sur les risques environnementaux pour la sous-surface reliés aux puits d'exploration et de production d'hydrocarbures, particulièrement en relation avec la qualité de l'eau souterraine. Ce sujet a aussi été couvert par les articles synthèses récents de Lefebvre (2017) et de Vengosh et al. (2014) où d'autres références pertinentes peuvent être retrouvées. Cette revue ne porte ainsi que sur une partie des risques environnementaux reliés à cette activité industrielle, soient ceux qui sont couverts par le chapitre V du RPEP. Le lecteur peut consulter les publications générales récentes portant sur les risques environnementaux reliés à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels pour avoir une description des autres types de risques environnementaux (U.S. EPA, 2016; Acatech, 2016; CNBFH, 2016; Gallegos et Varela, 2015 (étude de l'USGS); U.S. DOE, 2015; Ryan et al., 2015; Arent et al., 2015; Long et al., 2015; CCA, 2014; Rivard et al., 2014; Soeder et al., 2014; Small et al., 2014; RS & RAE, 2012; Stuart, 2012). Nous avons aussi compilé des références portant spécifiquement sur les conditions rencontrées au Québec, notamment suite aux consultations publiques menées sur les hydrocarbures (ÉES, 2016a et 2016b; Malo et al., 2015; Lavoie et al., 2014; Séjourné et al., 2013 et 2015; CÉES, 2014; BAPE, 2011). Enfin, bien que la 2^e partie du rapport décrive les développements récents de la réglementation dans d'autres juridictions en relation avec les puits pétroliers et gaziers, notamment sur l'encadrement de la fracturation hydraulique, nous avons aussi compilé des références qui pourront donner plus de détails aux lecteurs intéressés aux développements réglementaires (Notte et al., 2017; Centner, 2016; Campin, 2016; Rezaadeh et al., 2016; Fleming, 2015; Becklumb et al., 2015). Les lecteurs intéressés par les différences entre les états américains au niveau de l'encadrement réglementaire des forages pétroliers et gaziers peuvent aussi consulter l'atlas développé par le Policy Surveillance Program (2015).

Cette revue des connaissances scientifiques est divisée en deux parties. La première partie décrit les risques pour la sous-surface, soient ceux reliés à l'eau souterraine (quantité et qualité) et à la sismicité. Dans les contextes où les aquifères sont en lien avec les eaux de surface, cet impact sur la sous-surface peut aussi avoir des effets sur l'eau de surface, mais ces effets ne sont pas considérés dans ce rapport. Cette première partie est ainsi plutôt conceptuelle et fait l'inventaire des évidences et constats scientifiques récents par rapport aux différents facteurs ou mécanismes contribuant aux risques pour la sous-surface. La deuxième partie est plus opérationnelle et elle décrit les travaux pouvant être réalisés pour faire la caractérisation et le monitoring de la sous-surface afin d'évaluer les risques ou mettre en évidence des impacts pour la sous-surface par rapport aux conditions locales où se trouvent les puits d'exploration ou de production d'hydrocarbures. L'annexe 1 présente un tableau synthèse des principales références scientifiques qui soutiennent cette section.

2.1 Brève revue des concepts de base

La présente section fait une brève revue de certains concepts de base afin d'aider à la compréhension du contenu du présent rapport. Le lecteur intéressé trouvera toutefois plus de détails dans certaines des publications générales citées dans le présent document, notamment les rapports des comités d'experts qui ont étudié les implications de l'exploitation des ressources non conventionnelles en hydrocarbures et de la fracturation hydraulique (U.S. EPA, 2016; Acatech, 2016; CNBFH, 2016; Ryan et al., 2015; Arent et al., 2015; Long et al., 2015; CCA, 2014; RS & RAE, 2012; ÉES, 2016a et 2016b; Malo et al., 2015; CÉES, 2014; BAPE, 2011; King, 2010 et 2012). L'explication des principes présentée ici est largement basée sur Lefebvre (2017).

La complétion des puits d'exploration et de production d'hydrocarbures a pour objectif d'assurer l'intégrité du puits en assurant l'isolation hydraulique du réservoir d'hydrocarbures par rapport aux autres unités géologiques perméables ainsi qu'aux aquifères superficiels (Davies et al., 2014). Cette isolation est assurée par l'usage d'un ensemble de coffrages en acier imbriqués télescopiquement et cimentés entre eux et avec les unités géologiques traversées par le puits. À

cette fin, les portions moins profondes du puits sont forées avec un plus grand diamètre afin d'y insérer un coffrage de grand diamètre à l'intérieur duquel le forage se poursuivra avec un diamètre moindre. Le coffrage de surface (*surface casing*) a pour fonction d'isoler les aquifères superficiels qui contiennent de l'eau souterraine utilisable. Les puits comprennent souvent un ou plusieurs coffrages intermédiaires (*intermediate casing*) entre le coffrage de surface et le coffrage de production (*production casing*) qui se trouve au niveau du réservoir. Ces coffrages intermédiaires ont pour but d'assurer plusieurs niveaux d'isolation. Pour l'exploitation des réservoirs non conventionnels, le coffrage de production est foré horizontalement dans le réservoir sur des distances qui peuvent aller de plusieurs centaines de mètres à plus de 2 kilomètres.

La stimulation des puits pétroliers et gaziers est un terme général référant à des processus chimiques, thermiques ou hydrauliques ayant pour but d'améliorer la perméabilité des roches du réservoir autour du puits afin d'augmenter le débit d'hydrocarbures produits par le puits. Pour l'exploitation du gaz de shale, la méthode de stimulation utilisée est la fracturation hydraulique à grand volume (*hydraulic fracturing; fracking*). La fracturation hydraulique implique l'injection à très grande pression d'un grand volume de fluides (généralement de l'eau contenant des additifs chimiques) dans le but d'ouvrir des fractures dans le réservoir de shale. Afin que ces fractures restent ouvertes lorsque la pression est relâchée, des grains solides (*proppant*) constitués de sable ou de céramique sont aussi injectés avec le fluide de fracturation. Sans la fracturation hydraulique, la faible perméabilité du shale ne permettrait pas la production du gaz (ou du pétrole) qui est piégé dans les pores très fins du shale. Lorsque les fractures sont induites par la fracturation hydraulique, cela engendre des ondes acoustiques (microséismes) qui peuvent être détectées en surface ou dans des puits verticaux adjacents. Le monitoring microsismique, complété par d'autres mesures, permet ainsi de déduire l'effet de la fracturation hydraulique, notamment la longueur et l'orientation des fractures créées dans le réservoir de shale.

Les réservoirs non conventionnels exploités pour le gaz de shale, ou gaz de schiste, ne sont en fait généralement pas de véritables « shales » au sens géologique du terme. En effet, même si ces réservoirs sont constitués de particules très fines, comme les shales, ces particules sont généralement cimentées entre elles par de la silice ou des minéraux carbonatés (calcite), plutôt que d'avoir une composition dominée par les minéraux argileux. Ceci confère aux réservoirs non conventionnels un comportement mécanique très distinct de celui des véritables shales. En effet, cette minéralogie rend les réservoirs non conventionnels « cassants » (fragiles), ce qui assure l'efficacité de la génération de fractures par la fracturation hydraulique à grand volume (King, 2010). Au contraire, les shales conventionnels sont plutôt « mous » (ductiles ou plastiques), ce qui limite la possibilité d'y créer des fractures ou de les garder ouvertes (King, 2010). Lorsque des shales conventionnels constituent la roche couverture (*caprock*) d'un réservoir non conventionnel, cela limite la possibilité que les fractures induites dans le réservoir non conventionnel se poursuivent hors du réservoir sur de longues distances. La présence d'unités géologiques perméables permettant la dissipation de la pression induite par l'injection de fluides limite aussi l'extension verticale des fractures ouvertes lors de la fracturation hydraulique (Davies et al., 2012).

2.2 Définition des risques environnementaux pour la sous-surface

Puisque cela ne fait pas l'objet du chapitre 5 du RPEP, notre rapport ne couvre pas les questions liées à la gestion et au traitement des effluents aux sites de forage pétroliers et gaziers. Il est toutefois pertinent de souligner que des études ont identifié des impacts sur la qualité des eaux de surface dans les régions où se fait de la fracturation hydraulique à grand volume pour l'exploitation des gaz de shale (Harkness et al., 2017; McMahon et al., 2017; Orem et al., 2017; Olmstead et al., 2013). Ces impacts sont au moins en partie liés à un traitement inadéquat des liquides associés à la fracturation hydraulique, notamment par les systèmes de traitement municipaux qui n'étaient pas adaptés à faire ce type de traitement. Certaines juridictions interdisent maintenant le traitement des effluents de fracturation hydraulique par les systèmes municipaux (voir l'annexe 2 qui donne certaines informations sur les questions liées à la gestion des fluides et effluents).

2.2.1 Risques pour la quantité d'eau souterraine

Contrairement à l'exploitation des ressources conventionnelles, l'exploitation des ressources non conventionnelles en hydrocarbures implique l'utilisation d'importants volumes d'eau, particulièrement pour réaliser les opérations de fracturation hydraulique à grand volume dans des puits horizontaux. L'USGS (Gallegos et Varela, 2015; Gallegos et al., 2015) a évalué l'utilisation d'eau par puits pour la fracturation hydraulique entre 1947 et 2010. Cependant, ces fracturations hydrauliques n'ont pas toutes été réalisées dans des puits horizontaux ni avec les grands volumes typiques de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels. Entre 2000 et 2010, l'USGS (Gallegos et Varela, 2015) a évalué que le volume médian d'eau utilisé par puits de gaz horizontal soumis à la fracturation hydraulique a été d'environ 11 000 m³. Ce volume est semblable à ceux estimés par d'autres études, mais il est inférieur au volume par puits horizontal cité pour la fracturation hydraulique à grand volume avec de l'eau contenant des tensioactifs (*slick water*) (médiane de 14 385 m³ et moyenne de 22 712 m³; Groat et Grimshaw, 2012). Dans leur revue des conditions au Canada, Rivard et al., (2014) ont noté que les volumes d'eau utilisés pour la fracturation hydraulique de chaque puits horizontal varient grandement, principalement en fonction de la formation géologique ciblée et de la technique de fracturation utilisée.

Ces importants volumes d'eau requis pour la fracturation hydraulique à grand volume ont soulevé des inquiétudes par rapport à son impact sur la quantité des ressources en eau (de surface ou souterraine). Toutefois, depuis quelques années la tendance dans l'industrie est de recycler l'eau de reflux (*flow back water*) de la fracturation hydraulique et l'eau saline associée à la production d'hydrocarbures (Notte et al., 2017; U.S. DOE, 2015; ACP, 2012b). Notte et al. (2017) indiquent toutefois que les juridictions (Colombie-Britannique, Alberta, Pennsylvanie, Texas) dont ils ont comparé les réglementations concernant la gestion des eaux usées issues de la fracturation hydraulique et de l'exploitation des gaz de shale n'obligent pas leur recyclage. Ce recyclage répond non seulement aux préoccupations par rapport à l'usage de l'eau pour la fracturation hydraulique, mais surtout à des impératifs économiques et à la simplification de la logistique d'approvisionnement et de transport d'eau grâce au recyclage (l'eau de reflux étant déjà présente au site de forage). La réutilisation d'eau a aussi été rendue possible par le développement de fluides de fracturation qui peuvent utiliser des eaux avec une forte salinité (CNBFH, 2016; Scanlon et al., 2014; Nicot et Scanlon, 2012; Kuzmyak, 2014; Alleman et Arthur, 2012). Enfin, certains états ont aussi des exigences ou des recommandations par rapport au recyclage de l'eau utilisée pour la fracturation hydraulique à grand volume (voir détails à l'annexe 2). Il faut souligner que bien que le recyclage diminue la pression sur l'utilisation d'eau, cela pose des défis de traitement ou de disposition des rejets du recyclage lui-même.

Scanlon et al. (2014) ont évalué l'impact de la fracturation hydraulique sur la quantité d'eau au Texas, un des états où la fracturation hydraulique à grand volume est la plus employée. La conclusion de ces travaux était que la fracturation hydraulique n'avait pas un impact significatif sur l'usage des ressources en eau souterraine dans les régions du Texas où la fracturation hydraulique est la plus utilisée. Notte et al. (2017) montrent toutefois que les pratiques par rapport à l'approvisionnement et au traitement de l'eau utilisée pour la fracturation hydraulique varient d'une région à l'autre. Cette tendance au recyclage et à l'usage d'eau à plus grande salinité a réduit la pression exercée par cette activité sur la quantité des ressources en eau.

Au Québec, les estimations faites sur les quantités d'eau requises pour l'exploitation des ressources non conventionnelles par fracturation hydraulique à grand volume n'ont pas considéré le recyclage potentiel de l'eau utilisée pour la fracturation hydraulique. Tout de même, à l'exception de la tête des bassins versants, le CÉES (2014) a estimé que « la quantité d'eau de surface disponible est suffisante pour répondre aux besoins de l'industrie du gaz de schiste sans que les prélèvements aient des impacts négatifs sur les écosystèmes ou les autres utilisateurs, même dans le cas d'un développement à grande échelle, et que le faible débit des aquifères proches de la surface rend ceux-ci inutilisables pour l'industrie. »

2.2.2 Risques pour la qualité de l'eau souterraine

Dans le présent rapport, nous utilisons le terme de fluides pour englober à la fois les liquides et les gaz : l'eau souterraine dans les aquifères superficiels (généralement constituée d'eau douce potable), les eaux de formation (*connate water*) dans les unités géologiques profondes (qui sont des eaux saumâtres ou salines non potables à partir de quelques centaines de mètres sous la surface du sol), le pétrole qui est un liquide et le gaz naturel constitué en majeure partie de méthane (CH₄), mais qui peut aussi contenir d'autres hydrocarbures (surtout l'éthane, C₂H₆, et le propane, C₃H₈).

Les mécanismes suivants sont généralement reconnus comme ayant le potentiel de mener à la contamination de l'eau souterraine en relation avec les puits pétroliers ou gaziers, particulièrement en relation avec l'exploitation de ressources non conventionnelles (Lefebvre, 2017; U.S. EPA, 2016; Acatech, 2016; Ryan et al., 2015; CCA, 2014; Vengosh et al., 2014; Anisfeld et al., 2013; Cook et al., 2013; RS & RAE, 2012) :

- émissions (fuites) de contaminants à partir des infrastructures présentes sur les sites de forage (*pads*), telles que les camions, les bassins ou réservoirs d'entreposage de fluides ou de produits chimiques (Bachu et Valencia, 2014; King et King, 2013; MIT, 2011; Rahm et al., 2015);
- migration de fluides (eau de formation et particulièrement de méthane), suite à la perte d'intégrité d'un puits pétrolier ou gazier à cause de défauts dans le coffrage ou la cimentation (Dusseault et al., 2000; Bachu et Valencia, 2014; Dusseault et Jackson, 2014; Davies et al., 2014);
- migration de fluides (eau de formation et méthane) d'horizons profonds vers les aquifères superficiels suivant des voies de communication naturelles telles que les failles ou les réseaux de fractures perméables;
- migration de fluides (eau de fracturation, eau de formation et méthane) d'horizons profonds vers les aquifères superficiels via des puits profonds avoisinants (puits pétroliers ou gaziers en fonction, hors service ou abandonnés – connu ou non; puits profonds d'approvisionnement en eau; puits géothermiques profonds), notamment lors d'opérations de fracturation hydraulique dans un puits horizontal (ces situations sont nommées *frac hits* dans le jargon de l'industrie pétrolière et gazière lorsqu'ils impliquent d'autres puits pétroliers et gaziers).

La perte d'intégrité des puits pétroliers et gaziers facilite surtout la migration de méthane vers la surface à travers des chemins préférentiels situés à l'intérieur ou à l'extérieur des coffrages des puits pétroliers et gaziers et émergeant le plus souvent à l'intérieur ou à proximité de la tête de puits (Dusseault et Jackson, 2014). Schultz et al. (2014) expliquent les efforts requis pour assurer le maintien de l'intégrité des puits pétroliers et gaziers. King (2012) explique en détail les opérations impliquées dans la fracturation hydraulique à grand volume, tandis que King et King (2013) soulignent les enjeux liés à l'intégrité des puits pétroliers et gaziers. Le méthane en lui-même dans l'eau souterraine ne représente pas un problème direct pour la potabilité de l'eau, mais plutôt un risque d'explosion lorsqu'il s'accumule dans la tuyauterie de bâtiments approvisionnés par de l'eau souterraine contenant une forte concentration en méthane (Hem, 1985). La présence naturelle de méthane dissous dans l'eau souterraine est commune. Toutefois, l'apport de méthane dans une eau souterraine n'en contenant pas originalement modifie l'équilibre de la composition géochimique de l'eau souterraine, ce qui peut dégrader sa qualité de façon indirecte (Jackson, 2014; Van Stempvoort et al., 2005). Le méthane qui migre grâce à la perte d'intégrité des puits ne provient pas nécessairement du réservoir pétrolier ou gazier exploité par le puits. En fait, ce méthane provient fréquemment d'intervalles contenant du gaz situés au-dessus du réservoir ciblé (Dusseault et Jackson, 2014). Des travaux réalisés au Québec par Nowamooz et al. (2015) ainsi que Roy et al. (2016) permettent de mieux comprendre les conditions de migration du méthane reliées à des problèmes d'intégrité des puits et son impact sur l'eau souterraine. Roy et al. (2016) montrent que l'impact de la migration du méthane sur la qualité de l'eau souterraine pourrait être plus important lors d'émissions de méthane dans une nappe captive, alors que les émissions dans une nappe libre tendraient à cheminer jusqu'à l'atmosphère et à affecter un volume restreint d'eau

souterraine. Sur la base d'un essai de terrain impliquant l'émission contrôlée de méthane dans une nappe libre, Cahill et al. (2017) ont toutefois noté que, bien qu'une partie importante du méthane ait effectivement migré jusqu'à l'atmosphère, du méthane sous forme gazeuse est resté piégé et a aussi migré latéralement dans la nappe libre (sur une distance de l'ordre de 10 à 20 m durant l'essai de 72 jours).

Les risques reliés à la perte d'intégrité des puits pétroliers et gaziers sont considérés par des membres de l'industrie, des agences réglementaires et de la société civile comme posant les plus grands défis environnementaux (Krupnick et al., 2013). L'importance de l'intégrité des puits pétroliers et gaziers pour la protection de l'environnement a mené à des resserrements dans les réglementations encadrant la complétion des puits pétroliers et gaziers et dans les tests à réaliser pour vérifier cette intégrité (voir section sur la réglementation).

Certains risques environnementaux pour l'eau souterraine sont spécifiquement reliés à la fracturation hydraulique à grand volume. Toutefois, il n'y a que de rares cas avérés d'impacts directs de la fracturation hydraulique à grand volume sur l'eau souterraine (Birdsell et al., 2015; Jackson et al., 2013; Zhang et Soeder, 2016; Harkness et al., 2017; McMahan et al., 2017). Les cas avérés impliquent au moins en partie des conditions à fort risque (opération réalisée à faible profondeur, forage à l'air sans boue ni coffrage, etc.) qui ne seraient pas permises par les réglementations les plus rigoureuses encadrant la fracturation hydraulique à grand volume, incluant le RPEP. L'évaluation du risque potentiel posé par la fracturation hydraulique à grand volume sur l'eau souterraine repose en partie sur l'évaluation de la possibilité de communication (lien hydraulique) entre le réservoir sujet à la fracturation et les aquifères superficiels. Le monitoring microsismique, complété par des mesures complémentaires en surface, permet d'évaluer la propagation des fractures induites ou réactivées par la fracturation hydraulique à grand volume (Maxwell, 2014). Certaines juridictions imposent le suivi microsismique, à tout le moins au début des activités de fracturation hydraulique dans un secteur donné (voir section sur la réglementation). Pour prévenir une telle éventualité, certaines juridictions ont recours à l'imposition d'une profondeur minimale sécuritaire pour réaliser de la fracturation hydraulique à grand volume (voir section sur la réglementation). Ces distances sécuritaires sont établies généralement en fonction des longueurs typiques de propagation des fractures induites par la fracturation hydraulique à grand volume (Davies et al., 2012 et 2013; Flewelling, et al., 2013; Fisher et Warpinski, 2011). Le monitoring microsismique peut toutefois servir à vérifier si les longueurs typiques s'appliquent à un secteur ou à un réservoir non conventionnel en particulier. Au Québec, les longueurs de propagation des fractures induites par la fracturation hydraulique à grand volume du Shale d'Utica estimées par monitoring microsismique n'ont pas été rendues publiques. Toutefois, Séjourné (2017) conclut que les unités de shale constituant la roche couverture (*caprock*) du Shale d'Utica dans la région de Lotbinière sont relativement ductiles (« molles »), ce qui limite la propagation des fractures induites au-delà du Shale d'Utica, qui est une roche beaucoup plus cassante (détails à la section 2.3.2).

Bien que ce mécanisme soit invoqué comme posant un risque pour la qualité de l'eau souterraine, le niveau de risque posé par la migration de fluides à partir de réservoirs non conventionnels vers les aquifères superficiels fait présentement l'objet d'un débat scientifique, tel que souligné par Lefebvre (2017). Flewelling et Sharma (2014) ainsi que Zoback et Arent (2014) ont expliqué les principes qui contrôlent la migration de fluides vers les aquifères superficiels à partir des réservoirs de gaz de shale, et ils ont tiré la conclusion qu'une telle migration serait généralement peu probable. Les travaux scientifiques initiaux ayant évalué ce potentiel de migration reposaient en majorité sur la modélisation numérique afin de mieux évaluer les mécanismes en cause. Ainsi, sur la base des premiers travaux de modélisation, Myers (2012a) a soutenu que la fracturation hydraulique pourrait permettre la migration de fluides à partir du réservoir de gaz de shale jusqu'aux aquifères superficiels, particulièrement le long de failles perméables. Toutefois, la méthodologie utilisée par Myers (2012a) a fait l'objet de fortes critiques mettant sérieusement en doute les conclusions tirées de ces travaux (Saiers et Barth, 2012; Myers, 2012b; Cohen et al., 2013; Myers, 2013). Encore une fois sur la base de la modélisation numérique, Gassiat et al. (2013) ont étudié le potentiel de migration des fluides le long de failles perméables jusqu'aux aquifères superficiels suite à la fracturation hydraulique. Gassiat et al. (2013) ont conclu qu'une telle migration serait

possible à très long terme (milliers d'années) si des conditions très spécifiques étaient réunies, notamment la présence de surpression (*overpressure*) dans le réservoir de gaz de shale. Flewelling et Sharma (2015) ont critiqué plusieurs aspects des travaux de Gassiat et al. (2013), mais surtout le fait que les conditions menant à la migration de fluides identifiées par Gassiat et al. (2013) n'étaient pas représentatives de la plate-forme du Saint-Laurent utilisée comme exemple pour le modèle numérique. La réponse de Lefebvre et al. (2015) a surtout souligné que les travaux de Gassiat et al. (2013) ne visaient pas la reproduction des conditions rencontrées spécifiquement dans la plate-forme du Saint-Laurent, mais plutôt l'exploration des processus et conditions pouvant mener à la migration de fluides. Lefebvre et al. (2015) soulignent aussi que les travaux de Gassiat et al. (2013) ne visaient pas à établir si les conditions pouvant favoriser la migration des fluides étaient probables, ces conditions devant plutôt être définies pour chaque région en particulier. Reagan et al. (2015) ont utilisé des capacités de modélisation numérique permettant de représenter l'écoulement simultané des liquides et du méthane lors de la migration le long d'un puits ou d'une faille. Reagan et al. (2015) ont montré que lorsque le shale est à une pression hydrostatique (n'est pas surpressurisé), alors la migration de fluides se fait plutôt vers le bas le long de voies préférentielles de migration (puits ou faille perméables), même lorsque le shale est à une profondeur relativement faible.

Des travaux de modélisation numérique ont aussi été réalisés pour évaluer le potentiel de migration pour les conditions spécifiques rencontrées dans des bassins sédimentaires visés par l'exploitation du gaz de shale par fracturation hydraulique. Pour une région au sud-est de l'Allemagne, Kissinger et al. (2013) ont conclu qu'une migration potentielle de fluides pouvait se faire vers les aquifères superficiels si les conditions conservatrices utilisées pour la modélisation étaient rencontrées; ce qui exigerait une vérification par des travaux de caractérisation. Pour le bassin où on retrouve le Bowland Shale au Royaume-Uni, Cai et Ofterdinger (2014) ont développé un modèle qui a montré que la migration de fluides serait fortement influencée par la longueur et l'ouverture des fractures induites par la fracturation hydraulique ainsi que par l'écoulement régional de l'eau souterraine. Pour un bassin au nord-est de l'Allemagne, les modélisations réalisées par Pfunt et al. (2016) ont représenté la migration de fluides le long de zones de faille avec une forte surpression (*overpressure*) dans le shale visé par la fracturation hydraulique. Pfunt et al. (2016) ont montré que même si les fluides ont migré hors du shale fracturé, ils ont été dilués lors de leur migration et n'ont pas atteint les aquifères superficiels, même à long terme (300 ans). Il faut aussi souligner que la caractérisation des systèmes d'écoulement semi-profonds (dans la zone intermédiaire) et profonds (dans les unités ciblées par l'industrie) est généralement très limitée et que la modélisation numérique des différents processus de migration des fluides multi-phase est très complexe, ce qui implique un niveau élevé d'incertitude dans les conclusions qui peuvent être tirées sur ce mécanisme potentiel de migration des fluides. De tels travaux de caractérisation ont été réalisés au Québec par la Commission géologique du Canada (CGC) et ils sont discutés plus loin.

Enfin, Birdsell et al. (2015) font une revue détaillée des processus favorisant ou défavorisant la migration de fluides en relation avec la fracturation hydraulique, de même que des travaux statistiques et théoriques sur la croissance des fractures induites par la fracturation hydraulique. Birdsell et al. (2015) ont réalisé des simulations semblables à celles de Gassiat et al. (2013), mais ils montrent que l'imbibition des fluides dans les shales soumis à la fracturation limite le potentiel de migration par rapport à ce que Gassiat et al. (2013) avaient montré. Birdsell et al. (2015) inventorient aussi certains cas de migration apparente de fluides de fracturation qui devraient être investigués en détail pour en comprendre les causes et les prévenir. Enfin, sur la base des travaux antérieurs et de leurs propres travaux, Birdsell et al. (2015) tirent les conclusions générales suivantes sur le potentiel de migration des fluides à partir des réservoirs de gaz de shale jusqu'aux aquifères superficiels : 1) sans voie préférentielle de migration, les fluides de fracturation ne peuvent pas atteindre les aquifères superficiels, à moins que le shale soit très peu profond ou que les unités géologiques au-dessus du shale (*caprock*) soient très perméables; 2) un *caprock* très hétérogène va favoriser l'écoulement horizontal et réduire la quantité de fluide de fracturation pouvant atteindre un aquifère superficiel; 3) une surpression (*overpressure*) dans le shale fracturé peut induire un écoulement significatif vers le haut, mais la production des puits de gaz de shale limite considérablement l'effet de la surpression. Globalement, Birdsell et al. (2015) concluent que

la probabilité de migration des fluides de fracturation hydraulique jusqu'aux aquifères superficiels est relativement faible. De plus, la quantité de fluide pouvant atteindre les aquifères est très faible et la migration des fluides pourrait exiger des temps très longs (1000 ans), même via des voies préférentielles de migration. Toutefois, ces conclusions ne s'appliquent pas si la fracturation hydraulique est réalisée à une faible profondeur.

Un autre mécanisme de migration de fluides ou de perte d'intégrité est la communication des fluides de fracturation hydraulique à grand volume ou la propagation de la pression induite par la fracturation via des puits pétroliers et gaziers existants (accidents nommés *frac hits* dans l'industrie). La probabilité de tels incidents est d'autant plus grande si la fracturation hydraulique se fait dans des bassins sédimentaires matures où il y a un grand nombre de puits pétroliers ou gaziers en opération, hors service ou abandonnés. Ce type d'accident est devenu une préoccupation sérieuse de l'industrie, non seulement à cause de ses répercussions environnementales potentielles, mais aussi à cause des coûts de réparation des puits affectés, de la perte de production en hydrocarbures de ces puits (Jacob, 2017b) et pour la sécurité des travailleurs qui seraient présents au site du puits voisin touché. L'Alberta et la Colombie-Britannique offrent un cadre rigoureux et exemplaire à cet égard, en imposant la vérification de la complétude et des capacités des puits environnants un puits qui fera l'objet d'une fracturation hydraulique à grand volume (voir section sur la réglementation). Cette pratique est d'ailleurs aussi recommandée par l'industrie (DACC, 2016). Au Québec, le RPEP oblige l'identification des puits existants lors de la caractérisation initiale (RPEP, art. 38, para. 5^o). De plus, à l'article 41, le RPEP précise : « *Toute opération de fracturation doit être planifiée et réalisée de manière à prévenir la propagation de fractures vers une voie préférentielle naturelle d'écoulement des fluides ou un puits existant, laquelle pourrait favoriser la migration de fluides vers un aquifère exploité ou susceptible d'être exploité* ». Au Québec, l'industrie doit donc tenir compte de la proximité de puits existants dans la planification et la réalisation de ses travaux. De plus, comme il y eu peu de puits d'exploration pétrolière et gazière forés jusqu'à maintenant au Québec, le risque est très faible d'avoir des puits non répertoriés comme dans d'autres provinces canadiennes ou états américains.

2.2.3 Risques de sismicité

Deux causes potentielles principales de sismicité induite sont reliées aux opérations de l'industrie pétrolière : la fracturation hydraulique à grand volume et la réinjection de fluides dans des puits à grande profondeur (Ellsworth et al., 2015). Il y a quelques années, le potentiel d'induire de la sismicité par la fracturation hydraulique à grand volume n'était pas jugé important. Toutefois, des séismes clairement reliés à des opérations de fracturation hydraulique ont été répertoriés, notamment en Alberta (Atkinson et al., 2016), en Colombie-Britannique (Farahbod et al., 2015; Mahani et al., 2017) et au Royaume-Uni (BGS, 2017). Le Royaume-Uni a d'ailleurs adopté les exigences réglementaires les plus strictes concernant le monitoring sismique et la gestion des opérations de fracturation par rapport à ce monitoring. La Colombie-Britannique exige notamment la vérification de la présence de failles à proximité des puits horizontaux sujets à la fracturation hydraulique. La plupart des juridictions consultées (Alberta, Colombie-Britannique et plusieurs états américains) ont adopté un cadre de type feux de circulation (*traffic light*) impliquant jusqu'à l'arrêt des opérations de fracturation si un niveau de sismicité même faible est détecté (BGS, 2017; UK Government, 2017). Kao et al. (2016) rapportent le consensus qui a été établi sur les développements requis au protocole de feux de circulation au Canada. Au Québec, le RPEP impose la prise en compte de failles existantes en imposant que la géologie structurale soit décrite et prise en compte dans le contenu de la caractérisation initiale (voir le paragraphe 2^o de l'article 38), ainsi que du programme de fracturation (voir le paragraphe 5^o de l'article 43). Compte tenu que le RPEP fixe comme objectif que : « *Toute opération de fracturation doit être planifiée et réalisée de manière à prévenir la propagation de fractures vers une voie préférentielle naturelle d'écoulement des fluides ou un puits existant, laquelle pourrait favoriser la migration de fluides vers un aquifère exploité ou susceptible d'être exploité* »; la présence de failles « conductrices » doit donc être prise en compte.

Par ailleurs, c'est l'injection à des fins d'élimination des effluents provenant de la fracturation hydraulique et de la production d'hydrocarbures dans des puits complétés dans des formations géologiques profondes qui est à l'origine de la sismicité induite la plus importante aux États-Unis, notamment en Oklahoma, au Kansas et au Texas (Ellsworth et al., 2015). Aux États-Unis ces puits peuvent aussi servir à l'élimination de rejets industriels. Cette injection dans des puits profonds est la façon privilégiée de gestion des effluents produits par les puits pétroliers et gaziers (surtout des eaux de formation associées à la production d'hydrocarbures). L'imposition de cadres stricts d'opération des puits d'injection, en termes de débits ou de pressions, ainsi que la mise en relation de l'injection avec des zones à forte sismicité induite ont récemment permis de réduire le niveau de sismicité, notamment en Oklahoma (Jacob, 2016 et 2017a). Davis et Fisk (2017) ont analysé les cadres réglementaires mis en place en relation avec les risques de sismicité induite.

2.3 Caractérisation, monitoring et évaluation du risque pour la sous-surface

L'évaluation de l'impact potentiel des puits d'exploration et de production pétrolière et gazière sur la qualité de l'eau souterraine implique différents volets. Il est d'abord nécessaire d'établir quelle est la qualité naturelle de l'eau souterraine qui présente une grande variabilité spatiale au niveau de sa géochimie (Cloutier et al., 2008). Ainsi, la détection d'un impact sur la qualité de l'eau souterraine d'un puits d'approvisionnement exige de définir ses conditions préalables, avant le forage d'un puits pétrolier ou gazier. Ces conditions préalables pourront être comparées plus tard aux conditions observées dans le même puits d'approvisionnement après le forage d'un puits pétrolier ou gazier afin d'évaluer si ce puits a un impact sur la qualité de l'eau souterraine. La caractérisation des conditions préalables comprend les propriétés physicochimiques (température, pH, potentiel d'oxydoréduction, oxygène dissous), la composition chimique (composés majeurs et mineurs dissous dans l'eau), et les propriétés isotopiques (oxygène-18 et deutérium de l'eau, $\delta^{18}\text{O}\text{-H}_2\text{O}$ et $\delta^2\text{H}\text{-H}_2\text{O}$; carbone-13 du carbone inorganique dissous, $\delta^{13}\text{C}\text{-CID}$) de l'eau souterraine. Ces conditions préalables doivent aussi caractériser la présence naturelle de méthane dissous dans l'eau souterraine (concentration et isotopes du méthane, $\delta^{13}\text{C}\text{-CH}_4$ et $\delta^2\text{H}\text{-CH}_4$) qui a pour but de permettre de détecter un apport de méthane qui pourrait être relié à un puits pétrolier ou gazier. En plus de la caractérisation de la géochimie de l'eau souterraine, il est possible de faire une caractérisation multidisciplinaire de la sous-surface qui peut donner des indications du niveau de risque des opérations pétrolières et gazières effectuées en profondeur sur la qualité de l'eau souterraine dans les aquifères superficiels (ex. : travaux de la CGC dans Lotbinière décrits par Lavoie et al., 2014, qui sont décrits plus loin).

2.3.1 Présence de méthane dans l'eau souterraine

Il est courant d'observer la présence naturelle de méthane dissous dans l'eau souterraine (Hem, 1985; Hounslow, 1995; Clark et Fritz, 1997; Appelo et Postma, 2005; Clark, 2015). En plus de la concentration en méthane dissous, l'analyse des isotopes du méthane permet généralement l'interprétation de l'origine du méthane (Humez et al., 2016b; Jackson, 2014; Vengosh et al., 2014; Gorody, 2012; Muehlenbachs, 2011; Hirsche et Mayer, 2009; Rowe et Muehlenbachs, 1999). Cette signature isotopique permet de distinguer deux grands types d'origines naturelles du méthane dans l'eau souterraine, soit du méthane microbien (biogénique) et du méthane thermogénique. Le méthane microbien est produit par des microbes à des profondeurs faibles ou intermédiaires tandis que le méthane thermogénique est produit par dégradation de la matière organique ancienne à grande profondeur et température dans les bassins sédimentaires. L'interprétation typique qui est généralement faite est que le méthane microbien ne peut pas être lié à des puits pétroliers et gaziers alors que le méthane thermogénique est susceptible de provenir de ces puits. Chatellier et al. (2013) donnent un exemple d'application de ces principes à la réparation d'un problème d'intégrité d'un puits gazier au Québec. Hammond (2016) fait aussi la démonstration de la contamination de l'eau souterraine par du méthane causé par un problème d'intégrité de puits gaziers à l'aide d'isotopes. Toutefois, certains réservoirs gaziers exploités contiennent du méthane microbien (ex. : le Shale d'Antrim au Michigan). De plus, du méthane thermogénique peut aussi être présent à de faibles profondeurs actuelles, si les formations géologiques qui le contiennent

ont été historiquement enfouies à de grandes profondeurs et que depuis le méthane a été trappé dans les pores d'une roche à la matrice peu perméable, ce qui a permis au méthane thermogénique de subsister jusqu'à aujourd'hui (Molofsky et al., 2013, Lavoie et al., 2016). Ainsi, bien que les analyses isotopiques facilitent la reconnaissance de l'origine du méthane, des mélanges et autres processus complexes peuvent affecter la nature du méthane et compliquer l'interprétation (Bordeleau et al., en préparation; Bordeleau et al., soumis; Humez et al., 2016c; LeDoux et al., 2016). La complexité de ces processus et des conditions géochimiques naturelles renforce la nécessité de définir les conditions préalables avant l'amorce d'une exploitation d'hydrocarbures afin de faciliter la détection d'impact de cette exploitation sur la qualité de l'eau souterraine.

Suite aux préoccupations liées à l'impact environnemental potentiel du développement des réservoirs non conventionnels sur l'eau souterraine, un grand nombre d'études récentes a été publié sur la présence de méthane dans l'eau souterraine à l'échelle régionale, notamment dans les régions productrices d'hydrocarbures (Harkness et al., 2017; McMahon et al., 2017; Nicot et al., 2017a; Nicot et al., 2017b; Nicot et al., 2017c; Li et al., 2016; Humez et al., 2016a; Currell et al., 2016; LeDoux et al., 2016; Molofsky et al., 2016a; Sherwood et al., 2016; Schloemer et al., 2016; Christian et al., 2016; Siegel et al., 2015; Down et al., 2015; Moritz et al., 2015; McIntosh et al., 2014; McPhillips et al., 2014). Les résumés de ces travaux sont compilés à l'annexe 1. Ces études régionales ont confirmé la présence naturelle de méthane dissous dans une grande proportion des puits échantillonnés dans différentes régions. Les plus grandes concentrations en méthane sont généralement liées à des eaux souterraines évoluées (plus âgées, c'est-à-dire ayant plusieurs milliers d'années) qui se trouvent surtout dans les zones d'émergence de la circulation de l'eau souterraine, telles que les vallées. Ces eaux souterraines âgées ont circulé en empruntant de longs parcours impliquant une circulation au sein de formations géologiques profondes ou avec un renouvellement (recharge) limité de l'eau souterraine.

Harkness et al. (2017) font l'inventaire des études précédentes et de la controverse scientifique qui a entouré la question de l'impact potentiel de l'exploitation des gaz de shale sur la qualité de l'eau souterraine à l'échelle régionale. Harkness et al. (2017) font une contribution scientifique majeure en utilisant des méthodes géochimiques uniques pour trancher ce débat. Harkness et al. (2017) tirent la conclusion que la qualité de l'eau souterraine à l'échelle régionale (notamment la présence de méthane et d'eaux salines) résulte de processus naturels et n'est pas affectée par une contamination par l'exploitation du gaz de shale. Par contre dans leur région d'étude où se fait l'exploitation de gaz du Shale de Marcellus, les eaux de surface montrent une dégradation de qualité qui peut être reliées aux eaux de reflux (*flowback fluids*) de la fracturation hydraulique. L'étude réalisée par Harkness et al. (2017) comprend certains des chercheurs ayant contribué aux travaux d'Osborn et al. (2011) qui avaient tiré la conclusion qu'il y avait une relation entre la concentration en méthane et la proximité des puits exploitant le gaz de shale. Cette conclusion a par la suite été réfutée par Siegel et al. (2015) en se basant sur des données géochimiques beaucoup plus importantes. Osborn a aussi participé à l'étude récente réalisée par Sherwood et al. (2016) dans le bassin de Denver au Colorado qui ont conclu que les problèmes d'intégrité des puits sont la cause de la migration de méthane thermogénique qui n'est cependant pas reliée à la fracturation hydraulique. L'absence d'impact sur la qualité de l'eau souterraine à l'échelle régionale dans les bassins ayant une forte densité d'exploitation pétrolière et gazière conventionnelle ou non conventionnelle a aussi été notée par de nombreuses autres études récentes (McMahon et al., 2017; Nicot et al., 2017a; Nicot et al., 2017b; Nicot et al., 2017c; Humez et al., 2016a; LeDoux et al., 2016; Sherwood et al., 2016; Siegel et al., 2015). De ces études récentes se dégage un consensus scientifique sur l'absence d'impact actuel significatif sur la qualité de l'eau souterraine à l'échelle régionale de l'exploitation du gaz de shale par la fracturation hydraulique à grand volume, même dans les régions à forte activité.

Des travaux de la commission géologique des États-Unis (USGS) rapportés par McMahon et al. (2017) ont aussi conclu à l'absence d'impact régional sur la qualité de l'eau souterraine dans des régions où l'exploitation du gaz de shale se fait de façon intensive. McMahon et al. (2017) soulignent toutefois que le temps de résidence de l'eau souterraine peut être très long et qu'il faudra plusieurs décennies avant d'avoir des indications de l'impact potentiel de l'exploitation des gaz de shale sur la qualité de l'eau souterraine. Les longs temps de résidence de l'eau souterraine

sont notamment reliés aux eaux souterraines géochimiquement évoluées dans lesquelles on peut retrouver de plus grandes concentrations en méthane. Cette conclusion supporte le développement de programmes régionaux de suivi à long terme, tel que celui mis en place au Royaume-Uni (UK Government, 2017; BGS, 2017) (voir section 3.6). De plus, Boothroyd et al. (2016) ont conclu que les problèmes d'intégrité des puits pétroliers et gaziers se révèlent généralement à l'intérieur des 10 premières années suivant leur fermeture dans le cadre d'une étude portant sur l'analyse du gaz extrait de sols échantillonnés autour de puits pétroliers et gaziers au Royaume-Uni. Cette période de 10 ans est cohérente avec la période prescrite par le RPEP pour le monitoring de l'eau souterraine autour des sites de forage pétroliers et gaziers qui doit se poursuivre jusqu'après 10 années suivant leur fermeture définitive.

Au Québec, l'exploration du potentiel de production de gaz de shale à partir du Shale d'Utica s'est faite à la fin des années 2000 (Séjourné et al., 2013). Certains des travaux menés par l'industrie ont fait l'objet de publications scientifiques (ex. : Chatellier et al., 2013). Lors de l'étude environnementale stratégique (ÉES; CÉES, 2014) qui a suivi la première consultation du BAPE (2011) sur le gaz de shale au Québec, certains travaux scientifiques ont été complétés. C'est le cas notamment de la synthèse des données et des conditions dans les Basses-terres du Saint-Laurent (Séjourné et al., 2013). De plus, la première étude à l'échelle internationale sur la présence régionale de méthane dans l'eau souterraine a été réalisée dans le cadre de cet ÉES (Pinti et al., 2013). Ces travaux ont fait l'objet de publications, dont celle de Moritz et al. (2015) qui a montré la présence fréquente de méthane dans l'eau souterraine des Basses-terres du Saint-Laurent (ce fait avait été déjà noté par Clark dans les années 1950 et 1960, tel que rapporté par Séjourné et al., 2013). Moritz et al. (2015) notent que ce méthane est d'origine prédominante microbienne, mais certains échantillons avaient une composante thermogénique dominante. Les travaux dans le secteur Haldimand de Gaspé ont trouvé du méthane d'origine mixte (Raynauld et al., 2014; Peel, 2014; Pinti, 2016).

Les travaux de la Commission géologique du Canada (CGC) dans Lotbinière ont montré la présence de méthane d'origines diverses et qui a été soumis à des processus complexes de transformation (Bordeleau et al., en préparation; Bordeleau et al., soumis). Par exemple, Bordeleau et al. (en préparation) ont déterminé les conditions complexes du système méthane-eau souterraine dans la région de Lotbinière, incluant 1) une origine principalement microbienne du méthane dans l'eau souterraine superficielle, 2) une formation de ce méthane microbien dans un lointain passé géologique, 3) l'oxydation du méthane dans la partie superficielle de l'aquifère, en plus d'une méthanogénèse tardive dans les parties plus profondes de l'aquifère, 4) une contribution de gaz thermogénique dans 15% des puits échantillonnés, et 5) une provenance locale (c'est-à-dire de l'aquifère lui-même) à la fois du méthane microbien et thermogénique, plutôt qu'une migration à partir d'une grande profondeur, à l'exception d'un échantillon dont le rapport isotopique correspond à une provenance plus profonde. Ces travaux de la CGC ont notamment montré que l'interprétation de l'origine du méthane thermogénique doit également se baser sur l'analyse de la roche composant les aquifères. Ces roches peuvent naturellement contenir des hydrocarbures, en particulier dans le cas des shales, des roches à la matrice fine peu perméable dont les pores peuvent contenir du méthane thermogénique (Lavoie et al., 2016). Les travaux de la CGC ont de plus montré que la concentration en méthane dans un puits donné peut être très variable dans le temps, de même que parfois la signature isotopique du méthane (Rivard et al., accepté). L'établissement des conditions géochimiques naturelles d'un aquifère exige donc la prise de plusieurs échantillons dans le temps afin de définir la variabilité naturelle de la présence de méthane (Rivard et al., accepté) (détails sur ces travaux de la CGC à l'annexe 1).

D'autres auteurs avaient précédemment observé la variabilité des concentrations en méthane dans l'eau souterraine, notamment Dusseault et Jackson (2014) qui ont attribué cette variabilité à un écoulement irrégulier (*slugs*) du gaz dans les puits pétroliers et gaziers ayant des problèmes d'intégrité. Humez et al. (2016) ont aussi noté une grande variabilité des concentrations en méthane lors de l'analyse des données d'un suivi du méthane dans l'eau souterraine réalisé sur 8 ans dans les puits du réseau de suivi de l'eau souterraine en Alberta. Humez et al. (2016b) ont eu des résultats semblables avec l'échantillonnage du méthane dissous dans l'eau et libéré dans une chambre de circulation. Rivard et al. (en préparation) ont montré l'importance d'utiliser la même

méthode d'échantillonnage pour le prélèvement de l'eau dans des puits d'observation sans pompe lors d'un suivi à long terme afin d'avoir des résultats comparables dans le temps. Molofsky et al. (2016b) ont aussi comparé plusieurs méthodes d'échantillonnage (pour le remplissage des bouteilles) et ont trouvé des résultats comparables au niveau de la concentration en méthane tant que les échantillons d'eau n'étaient pas sursaturés en méthane aux conditions atmosphériques. Lorsque les échantillons d'eau sont sursaturés en méthane aux conditions atmosphériques, le dégazage du méthane hors de l'eau fait en sorte que l'utilisation d'un système « ouvert » (remplissage des bouteilles à pression atmosphérique ou immergées dans un seau) entraîne une sous-estimation des concentrations réelles contrairement à l'utilisation d'un système « fermé » (comme par exemple ceux impliquant des ampoules d'acier à double valve ou des IsoFlasks® d'Isotech Laboratories Inc.). Roy et Ryan (2010) ont développé un capteur permettant de faire le monitoring de la pression totale des gaz dissous dans l'eau souterraine et qui pourrait permettre de suivre leur variabilité, mais des développements sont encore requis pour coupler cette mesure à un capteur capable de suivre indépendamment la concentration en méthane dissous, dont les proportions par rapport aux autres gaz varient également dans le temps. Enfin, Jackson et Heagle (2016) militent pour l'usage de puits d'observations dédiés, comme ceux exigés par le RPEP, pour établir les conditions préalables de la qualité de l'eau souterraine et des concentrations en méthane car les puits domestiques peuvent fréquemment avoir des problèmes de scellement, ne pas être entretenus adéquatement ou être contaminés par des sources locales, notamment les installations sceptiques. Rivard et al. (soumis et en préparation) donnent plus de détails sur les méthodes d'échantillonnage et le suivi dans le temps du méthane dissous dans l'eau souterraine.

2.3.2 Caractérisation et évaluation du risque local pour l'eau souterraine

Tel que souligné à la section 2.1.2, l'évaluation de certains processus pouvant contribuer au risque de dégradation de la qualité de l'eau souterraine a surtout été faite à l'aide de la modélisation numérique et pour des conditions génériques qui ne sont pas spécifiques à un site ou une région en particulier. Toutefois, pour évaluer le risque d'impact sur la qualité de l'eau souterraine dans une région donnée, il faut réaliser des travaux locaux. Un des aspects critiques de tels travaux est la caractérisation des conditions qui existent dans la zone intermédiaire qui sépare les aquifères superficiels des réservoirs pétroliers et gaziers exploités en profondeur. Les aquifères sont typiquement exploités à des profondeurs inférieures à 300 m (100 m au Québec), alors que les réservoirs pétroliers et gaziers sont typiquement à plus de 1000 m de profondeur. La zone intermédiaire se situe entre ces profondeurs et elle est généralement très mal caractérisée. Ce manque de données est dû au fait que la zone intermédiaire est trop profonde et contient des eaux généralement salées qui ne peuvent pas être exploitées pour l'approvisionnement en eau, en plus de ne pas être aux profondeurs d'intérêt pour l'exploitation des hydrocarbures et donc de ne pas faire non plus l'objet d'une caractérisation détaillée par l'industrie pétrolière et gazière. Pourtant, c'est la nature de la zone intermédiaire qui contrôle en grande partie le risque d'impact sur les aquifères relié aux puits pétroliers et gaziers, particulièrement la présence de voies préférentielles de migration des fluides que peuvent représenter les zones de failles ou de fractures naturelles perméables dans la zone intermédiaire. Cette absence de caractérisation détaillée exige des approches d'évaluation du risque basées sur la considération de volets multiples impliquant des données souvent indirectes de géologie sédimentaire, géologie structurale, géophysique, géomécanique, géochimie et hydrogéologie (Rivard et al., 2016). L'obtention de données supplémentaires sur la zone intermédiaire lors de forages pétroliers et gaziers permettrait de mieux caractériser la zone intermédiaire et, en conséquence, de mieux définir le risque encourus pour les aquifères en lien avec les puits pétroliers et gaziers ainsi que la fracturation hydraulique à grand volume. Ces données pourraient comprendre des diagraphies minimales permettant de préciser la stratigraphie et surtout la caractérisation de la composition isotopique des hydrocarbures à partir du suivi des boues de forage ou des coupures de forage (*cuttings*).

Soeder (2015) a témoigné de la difficulté d'avoir accès aux sites des puits d'exploitation de gaz de shale pour réaliser des études scientifiques. Soeder (2015) souligne aussi que les études de terrain et le monitoring de la qualité de l'eau souterraine autour des sites exploitant le gaz de shale sont essentiels à une évaluation scientifique du risque posé par cette activité industrielle. Soeder et al.

(2014) ont aussi proposé un cadre d'évaluation du risque posé par l'exploitation du gaz de shale qui repose en partie sur des modèles, mais aussi sur des données de terrain. Jackson et al. (2013) ont aussi souligné l'importance de réaliser des travaux de terrain et du monitoring pour mieux comprendre le risque posé par l'exploitation des réservoirs d'hydrocarbures non conventionnels.

Il y a peu d'exemples d'études spécifiques qui tiennent compte des conditions locales pour évaluer le risque posé par l'exploitation du gaz de shale par fracturation hydraulique à grand volume (Lange et al., 2013; Kissinger et al., 2013; Li et al., 2016; Hammond, 2016; Boothroyd et al., 2016). Au Québec, des travaux portant sur l'évaluation des risques pour l'eau souterraine ont été réalisés dans le secteur Haldimand de Gaspé pour donner un exemple de travaux de caractérisation hydrogéologique répondant aux exigences du chapitre V du RPEP, alors à l'étape de la consultation publique (Raynauld et al., 2014; Raynauld, 2014; Peel, 2014; Raynauld et al., 2016; Pinti, 2016). Plus récemment, la Commission géologique du Canada (CGC) a réalisé des travaux pour évaluer le risque posé par une éventuelle exploitation du Shale d'Utica dans la région de Lotbinière sur la qualité de l'eau souterraine. Ces travaux ont impliqué des études multidisciplinaires ayant pour but de donner des indications multiples permettant l'évaluation du risque pour l'eau souterraine par rapport à l'exploitation du gaz dans le Shale d'Utica. Nous avons déjà souligné les travaux reliés à la caractérisation de la présence et l'origine du méthane dans l'eau souterraine et de sa variation temporelle dans cette région ont été précédemment mentionnés (Bordeleau et al., en préparation et soumis; Rivard et al., accepté et en préparation), de même que ceux sur la caractérisation des hydrocarbures dans le roc dans lequel circule l'eau souterraine (Lavoie et al., 2016). Un des aspects novateurs des travaux de la CGC a été la caractérisation du réseau de fractures naturelles dans la zone intermédiaire à partir des données disponibles en surface et en profondeur et l'évaluation semi-quantitative du potentiel de migration des fluides (Ladevèze et al., en préparation, accepté et 2016). Ces travaux ont montré l'absence de réseaux de fractures perméables continus qui pourraient permettre la circulation de fluides du Shale d'Utica jusqu'aux aquifères superficiels. Toutefois, dans la zone d'étude, la faille normale de la Rivière Jacques-Cartier semble offrir une voie possible de migration dans la zone endommagée adjacente à la faille dans la partie supérieure de la zone intermédiaire, ce qui est supporté par des analyses géochimiques qui ont montré la présence de fluides de formation salés dans des puits peu profonds (Bordeleau et al., soumis). Janos (2017) a réalisé des modélisations numériques de l'écoulement régional dans ce secteur qui ont aussi permis de mieux définir les conditions qui pourraient permettre aux failles de jouer un rôle dans la migration de fluides profonds. La CGC a amorcé un projet du même type au Nouveau Brunswick dans une région où de l'exploitation a lieu depuis 2001 (Rivard et al., 2017; Huchet et al., 2017).

Tel que souligné brièvement à la section 2.1, la nature de la roche couverture (*caprock*) du réservoir de gaz de shale a une incidence sur la propagation verticale des fractures induites par la fracturation hydraulique à grand volume. La Commission géologique du Canada (CGC) a ainsi fait des travaux dans la région de Lotbinière ainsi qu'à Anticosti afin d'évaluer les propriétés mécaniques du réservoir de gaz de shale ainsi que de sa roche couverture. En plus des contraintes présentes dans la roche, les propriétés mécaniques vont contrôler la propagation verticale des fractures induites par la fracturation hydraulique. Les roches « fragiles » (cassantes) comme les réservoirs non conventionnels favorisent la génération des fractures, tandis que les roches « ductiles » (molles ou plastiques), tel que les shales conventionnels, limitent la propagation des fractures (section 2.1; King, 2010). Les travaux de la CGC ont ainsi porté sur le Shale d'Utica dans Lotbinière et la Formation de Macasty à Anticosti ainsi que leurs roches couvertures. Ces deux unités géologiques sont stratigraphiquement équivalentes et représentent des réservoirs non conventionnels potentiels, pour le gaz dans le cas du Shale d'Utica dans les Basses-terres du Saint-Laurent et pour le pétrole de shale en ce qui concerne la Formation Macasty à Anticosti. La conclusion de ces travaux est que les shales formant les couches couvertures au-dessus du Shale d'Utica (Séjourné, 2017) ainsi que de la Formation Macasty (Séjourné, 2015) sont ductiles (« mous » ou « plastiques ») et ne favoriseraient donc pas la propagation des fractures au-delà du réservoir non conventionnel lors de la fracturation hydraulique à grand volume. Toutefois, les données de monitoring microsismique obtenues par l'industrie lors de fracturations hydrauliques du Shale d'Utica dans les Basses-terres du Saint-Laurent n'ont pas été rendues publiques. Les

travaux de fracturation hydraulique prévus pour évaluer le potentiel de la Formation Macasty ont quant à eux été abandonnés. Les données probantes manquent donc pour vérifier les conclusions tirées des études géomécaniques sur la propagation verticale des fractures induites par la fracturation hydraulique dans le Shale d'Utica ou la Formation Macasty.

3 Analyse comparative du cadre offert par le chapitre V du RPEP

La présente section fait l'analyse du cadre défini par le chapitre V du RPEP par rapport à ceux d'autres juridictions ainsi qu'en fonction d'évidences scientifiques récentes. Des éléments provenant de notre revue de la littérature scientifique sont ainsi intégrés à la présente section pour mettre en relation certains aspects des réglementations avec les constats scientifiques. Le RPEP a été comparé à la réglementation de différentes juridictions principalement au Canada et aux États-Unis, mais également en Europe. L'annexe 2 donne le détail de la comparaison des exigences des différentes juridictions consultées avec les normes du chapitre V du RPEP. Les lecteurs intéressés par les différences entre les états américains au niveau de l'encadrement réglementaire des forages pétroliers et gaziers peuvent aussi consulter l'atlas développé par le Policy Surveillance Program (2015). Les sections qui suivent décrivent d'abord les juridictions qui ont fait partie de cette analyse. Les différents éléments du RPEP qui sont présentés dans l'annexe 2 sont ensuite comparés avec les normes en place dans les juridictions consultées.

3.1 Juridictions consultées

Le tableau 3.1 résume l'état des réglementations sur les aspects environnementaux (particulièrement en ce qui concerne les eaux souterraines) des opérations d'exploration et de production d'hydrocarbures pour différentes juridictions. Le tableau indique s'il y a exploitation d'hydrocarbures non conventionnels dans ces juridictions. Le tableau souligne aussi les juridictions qui ont fait l'objet d'une étude plus approfondie et d'une comparaison avec le chapitre V du RPEP.

Au Canada, les réglementations de l'Alberta et de la Colombie-Britannique ont été étudiées plus en détail puisque ce sont les provinces les plus avancées au niveau de la réglementation des opérations reliées à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, y compris dans les réservoirs non conventionnels tel que le gaz de shale. Par ailleurs, dans ces deux provinces, c'est une autorité autre qu'un ministère qui régit l'industrie (voir tableau 3.1). Au Manitoba et en Saskatchewan il y a aussi de l'exploitation de gaz de shale, mais ces provinces n'ont pas de réglementation spécifique pour l'exploitation des réservoirs non conventionnels. Dans ces deux provinces, c'est la réglementation des activités minières et pétrolières qui gère toutes les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures, y compris les hydrocarbures des réservoirs non conventionnels. En Ontario, le 13 avril 2015, le ministre des Richesses naturelles et des Forêts a déclaré que « *le Ministère n'étudierait pas de demande relative à la fracturation hydraulique à grand volume de la roche de schiste avant d'avoir consulté les partenaires, les collectivités autochtones et la population en général pour s'assurer que les mesures adéquates de protection de l'environnement sont mises en œuvre.* » Il n'y a pas de réglementation spécifique à l'exploration ou l'exploitation du gaz de shale en Ontario (Gouvernement de l'Ontario, 2017). Le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse ainsi que Terre-Neuve et Labrador sont présentement sous des moratoires sur la fracturation hydraulique à grand volume (Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2016; Gouvernement de la Nouvelle-Écosse, 2014; Hinchey et al., 2014; RNCAN, 2017).

Les États-Unis sont des pionniers dans l'exploration et l'exploitation de pétrole et de gaz de shale (CHNC, 2017). Plusieurs juridictions ont été étudiées pour comparer différents aspects de leurs réglementations à ceux du RPEP. La Californie étant un état actif dans l'exploitation du gaz de shale, l'encadrement appliqué par cet État américain a été examiné notamment par rapport à la protection de l'eau souterraine et à la mise en place d'un système de suivi (monitoring) exigé préalablement à la fracturation hydraulique (Esser et al., 2015). Le Texas étant un état où l'exploitation de réservoirs non conventionnels est bien établie, certains aspects de la réglementation de cet état ont également été examinés. Le Maryland, ayant présentement un moratoire sur la fracturation hydraulique à grand volume, a annoncé en février 2017 que la fracturation hydraulique (tant pour l'exploration que pour l'exploitation) sera interdite à partir du 1^{er} octobre 2017 (Maryland, 2017). Cet état avait un cadre réglementaire prudent en préparation qui avait pour objectif de limiter le plus possible cette activité pétrolière et gazière; mais le gouvernement a finalement décidé d'interdire directement l'activité. Ce cadre réglementaire a été

utilisé dans la comparaison de certains éléments avec le RPEP. L'Ohio est très avancé au niveau de la réglementation régissant l'injection de fluide provenant de l'exploitation des hydrocarbures dans des puits d'élimination en profondeur. Dans l'état de New York, la fracturation hydraulique à grand volume a été interdite en janvier 2015.

Tableau 3.1 Réglementations consultées sur les aspects environnementaux des opérations pétrolières et gazières (le tiret indique l'absence d'information)

CANADA

Province	État des activités liées au gaz et pétrole de shale	État de la réglementation sur les ressources non conventionnelles	Profondeur de la base de l'eau souterraine utilisable	Profondeur des réserves connues ou estimées
Québec	Exploration	<p>Exploration / production : Loi sur les mines, chapitre M-13.1</p> <p>Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains, chapitre M-13.1, r.1 (MRNF, 2009)</p> <p>(Nouvelle réglementation du MÉRN à venir suite à la Loi sur les hydrocarbures)</p> <p>Environnement : Loi sur la Qualité de l'Environnement (LQE)</p> <p>Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (RPEP) (MDDELCC, 2014)</p>	200 m	<p><u>Utica</u> (Basses-terres du Saint-Laurent) : trois grands corridors de l'ouest vers l'est (Thériault, 2012; BAPE, 2011; Séjourné et al., 2013) [Voir annexe 3] :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) 0 à 800 m 2) 1 200 à 2 500 m 3) À plus de 2 500 m <p><u>Macasty</u> (Anticosti) : 350 à 2 400 m (Chen et al., 2016)</p>
Alberta	Exploration et exploitation encadrées par l'Alberta Energy Regulator (AER)	<p>Directive 083 : Hydraulic Fracturing – Subsurface Integrity</p> <p>Directive 055 : Storage Requirements for Upstream Petroleum Industry</p> <p>Directive 058 : Oilfield Waste Management Requirements of the Upstream Petroleum Industry</p> <p>Directive 059 : Well Drilling and Completion Data Filing Requirements</p> <p>L'Orphan Well Association assure la mise hors service des puits abandonnés grâce au Orphan Fund supporté par l'industrie</p>	De 100 à 600 m Profondeur de l'eau utilisée généralement d'environ 50 m (AER, 2017)	<p><u>Duvernay</u> : 1 000 à 5 500 m</p> <p><u>Muskwa</u> : 800 à 2 800 m</p> <p><u>Montney</u> : 500 à 4 500 m</p> <p><u>Banff / Exshaw</u> : 500 à 4 000 m</p> <p><u>Nordegg</u> : 430 à 4 000 m</p> <p><u>Wilrich</u> : 250 à 3 700 m</p> <p><u>Rierdon Formation</u> : 760 à 3 500 m</p> <p><u>Colorado Group</u> : 0 à 3 500 m (AERCB, 2012)</p>

Tableau 3.1 (suite)

Province	État des activités liées au gaz et pétrole de shale ¹	État de la réglementation sur les ressources non conventionnelles	Profondeur de la base de l'eau souterraine utilisable	Profondeur des réserves connues ou estimées
Colombie-Britannique	Exploration et exploitation encadrées par la BC Oil and Gas Commission	<p>Exploration : Petroleum and Natural Gas Act (1996)</p> <p>Production : Oil and Gas Activities Act Drilling and Production Regulation</p> <p>Environnement : Environment Protection and Management Regulation</p>	Jusqu'à 600 m, profondeur de l'eau utilisée généralement d'environ 18 à 150 m (Gouvernement de la Colombie-Britannique, 2017)	<p><u>Montney</u> : 1 700 à 4 000 m</p> <p><u>Horn River Basin</u> : 2 500 à 3 000 m</p>
Saskatchewan	Exploration et exploitation	Pas de réglementation spécifique à la fracturation hydraulique	-	-
Manitoba	Le gaz de shale n'est pas encore exploité (RNCAN, 2017)	Pas de réglementation spécifique à la fracturation hydraulique	-	-
Ontario	Pas d'exploration ni d'exploitation	Pas de réglementation spécifique à la fracturation hydraulique	-	-
Nouveau-Brunswick	Moratoire indéterminé sur la fracturation hydraulique	-	Environ 200 m (CNBFH, 2016)	Environ 2 000 m (CNBFH, 2016)
Nouvelle-Écosse	Moratoire sur la fracturation hydraulique (Gouvernement de la Nouvelle-Écosse, 2014)	Pas de réglementation Le moratoire sera reconsidéré quand le gouvernement sera confiant que l'exploitation peut être faite de façon sécuritaire et que l'encadrement est assuré par des règles et règlements stricts.	-	-
Île-du-Prince-Édouard	Exploration (RNCAN, 2017)	<i>La réglementation n'a pas été consultée pour cette province</i>	-	Minimum de 1 200 à 2 000 m, Habituellement au moins 3 000 m (RNCAN, 2017)
Terre-Neuve et Labrador	Moratoire sur la fracturation hydraulique	Petroleum and Natural Gas Act, la réglementation doit être adaptée à la fracturation hydraulique	100 à 300 m (Hinchey et al., 2014)	<u>Green Point Shale</u> : environ 1 000 à 3 000 m (Hinchey et al., 2014)

¹ L'état des activités est basé en grande partie sur le site Internet de Ressources Naturelles Canada :

<http://www.rncan.gc.ca/energie/sources/schiste-reservoirs-etanches/17670>

Tableau 3.1 (suite)

ÉTATS-UNIS

État	État des activités liées au gaz et pétrole de shale	État de la réglementation sur les ressources non conventionnelles	Profondeur de la base de l'eau souterraine utilisable	Profondeur des réserves connues ou estimées ¹
New York	Fracturation hydraulique interdite en janvier 2015	<i>Pas consulté</i>	-	<u>Marcellus</u> : 1 220 à 2 440 m <u>Utica</u> : pas répertorié par l'U.S. EIA
Pennsylvanie	Exploration et exploitation	<i>Pas consulté</i>	-	<u>Marcellus</u> : 1 220 à 2 440 m <u>Utica</u> : pas répertorié par l'U.S. EIA
Californie	Exploration et exploitation	Senate Bill n°4 (2013)	-	<u>Monterey / Santos</u> : 2 440 à 4 270 m
Vermont	Fracturation hydraulique interdite en mai 2012 (Vermont, 2012) En février 2015, un rapport sur la réglementation et la sécurité de la fracturation hydraulique recommande de prolonger l'interdiction (VANR, 2015)	<i>Pas consulté</i>	-	-
Maryland	Moratoire jusqu'en octobre 2017 Interdit à partir d'octobre 2017 (Maryland, 2017)	<i>Projet de loi avant l'interdiction de la fracturation hydraulique</i>	-	-
Texas	Exploration et exploitation	Railroad Commission of Texas (2016)	-	<u>Barnett</u> : profondeur moyenne de 2 285 m <u>Barnett-Woodford</u> : 1 555 à 4 665 m <u>Avalon & Bone Springs</u> : 1 830 à 3 960 m

¹ Les estimations des profondeurs des réserves de shale pour les États-Unis sont extraites du rapport *Review of Emerging Resources : U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays* (U.S. EIA, 2011) et il est à noter que ces profondeurs sont à l'échelle des bassins de shale et que la profondeur de la ressource peut varier pour les états où le shale s'étend sur plusieurs états.

Tableau 3.1 (suite)

EUROPE

Pays	État des activités liées au gaz et pétrole de shale	État de la réglementation sur les ressources non conventionnelles	Profondeur de la base de l'eau souterraine utilisable	Profondeur des réserves connues ou estimées
Royaume-Uni	Exploration, 3 sites ont obtenu une autorisation de forage avec fracturation hydraulique à la fin de 2016 (CHNC, 2017)	Infrastructure Act 2015 L'article 50 de l'Infrastructure Act s'insère dans le Petroleum Act 1998 et il réglemente la pratique de la fracturation hydraulique sur les terres (Royaume-Uni, 2015)	-	<u>Bowland</u> : Le shale est considéré mature pour le gaz à une profondeur de 2 900 m, mais étant donné l'histoire tectonique complexe il est possible de retrouver du gaz à des horizons beaucoup moins profonds (Andrew, 2013)
France	Interdiction de l'exploration et de l'exploitation par fracturation hydraulique (France, 2011)	-	Généralement à moins de 100 m, très généralement à moins de 1 000 m (600 m à Paris et 300 à 400 m à Bordeaux) [CHNC, 2017]	Variable, mais généralement à plus de 1 500 m (CHNC, 2107)
Allemagne	Interdit la fracturation hydraulique et l'exploration pour le gaz de shale, la position sera réévaluée en 2021 (CHNC, 2017)	<i>Projet de loi avant l'interdiction de la fracturation hydraulique</i> <i>Projet pilote de 4 forages horizontaux avec fracturation à des fins scientifiques</i>	-	De 1 000 à 5 000 m (SRU, 2013)
Pologne	Exploration suspendue à la fin de 2016 car les réserves ne sont pas jugées économiques (CHNC, 2017)	Réglementation environnementale complexe (CHNC, 2017) <i>pas consultée</i>	-	500 à 1 000 m dans l'est et plus de 4 500 m dans l'ouest (PGI-NRI, 2013)

Selon le CHNC (2017), présentement il n'y a pas de production commerciale de gaz ou de pétrole à partir de réservoirs non conventionnels en Europe, bien que certains pays aient un potentiel de production (Allemagne, Danemark, Pologne, Royaume-Uni, Russie). Toutefois, certains pays, tel que le Royaume-Uni, ont un cadre réglementaire pour encadrer cette activité. Le gouvernement britannique encourage l'exploration du gaz de shale avec le triple objectif de sécurité énergétique, de compétitivité économique et de lutte contre le changement climatique (CHNC, 2017). La réglementation du Royaume-Uni a été examinée, notamment parce qu'on y retrouve les normes les plus sévères par rapport à la sismicité induite par la fracturation hydraulique à grand volume. L'injection de fluides pour leur élimination dans des aquifères salins en profondeur est également très réglementée en Europe (CHNC, 2016). Après plusieurs années de débat, l'Allemagne a décrété un moratoire sur la fracturation hydraulique et l'exploration pour le gaz de shale en juin 2016, à l'exception de quatre forages d'essai pour la fracturation hydraulique à grand volume dans les shales à des fins scientifiques (SHIP, 2017; CHNC, 2017). Le but de ces tests est d'évaluer l'impact environnemental de la fracturation hydraulique à grand volume (SHIP, 2017). Un groupe d'experts a été mis en place en 2016 pour assurer le suivi scientifique de ces projets de recherche

(CHNC, 2017). La position de l'Allemagne sera réévaluée en 2021, à savoir si l'interdiction de la fracturation hydraulique pour l'exploitation des réservoirs non conventionnels devrait se poursuivre. En juillet 2011, la France a adopté une loi visant à interdire l'exploration et l'exploitation des « mines » (sic) d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherche comportant des projets ayant recours à cette technique (France, 2011). Tel que prévu par cette loi, le Centre hydrocarbures non conventionnels (CHNC) continue d'étudier la question et de suivre l'avancement des travaux dans le domaine dans le but d'informer le public, les médias et les responsables politiques. En Pologne, les travaux d'exploration encouragés par le gouvernement et généralement acceptés par la population ont révélé des réserves en hydrocarbures non conventionnels beaucoup moins importantes qu'attendues (CHNC, 2017). Les réserves étant jugées non économiques, les travaux d'exploration ont été suspendus à la fin de 2016 (CHNC, 2017). La géologie défavorable est la principale raison, à laquelle s'ajoutent les difficultés liées à la législation, notamment la lourdeur de la bureaucratie et la régulation environnementale complexe (CHNC, 2017). Dans ces conditions, la réglementation polonaise n'a pas été consultée.

3.2 Définitions

Cette section présente des définitions de termes utilisés dans la réglementation reliée à l'exploration et la production d'hydrocarbures à partir de réservoirs conventionnels ou non conventionnels.

3.2.1 Eau souterraine utilisable

La définition d'eau souterraine utilisable a pour but d'identifier les aquifères qui devraient faire l'objet d'une protection particulière par rapport aux activités pétrolières et gazières. La profondeur de l'eau souterraine utilisable est notamment utilisée dans certaines juridictions pour imposer les profondeurs des coffrages de surface des puits pétroliers et gaziers ainsi que pour établir des profondeurs minimales pour la fracturation hydraulique à grand volume par rapport à la profondeur de l'eau souterraine utilisable.

Au Québec, en Colombie-Britannique et en Alberta, l'eau souterraine présentant une concentration en solides dissous totaux (SDT) inférieure à 4 000 mg/L est considérée comme de l'eau souterraine potentiellement utilisable pour la consommation et les activités humaines. Les eaux souterraines dont la concentration en SDT est inférieure à 4 000 mg/L sont donc protégées par la réglementation. Au Québec, le RPEP utilise l'expression *aquifère exploité ou susceptible d'être exploité* (RPEP, art.34). En Colombie-Britannique, l'expression utilisée est *eau souterraine utilisable*. Cette limite est généralement considérée être à 600 m de profondeur, mais elle peut être déterminée à une profondeur moindre jusqu'à un minimum de 300 m dans un secteur où la base de l'eau souterraine utilisable peut être déterminée à l'aide d'un marqueur géologique (portion Nord-Est du BC) (BCOGC, 2016). En Alberta, c'est *la base de l'eau souterraine protégée* (Base of Groundwater Protection BGWP) qui est l'expression utilisée (AERBC, 2013). L'eau souterraine protégée fait référence aux aquifères contenant de l'eau douce (*nonsaline aquifer*). La profondeur de la base de l'eau souterraine protégée (BGWP) est aussi considérée être à 600 m en Alberta, si la base des aquifères contenant de l'eau douce n'a pas été cartographiée. Toutefois, la base de l'eau souterraine protégée a été établie pour une grande partie de l'Alberta.

En Californie, de récentes études ont montré des quantités d'eau importantes dans la Vallée centrale californienne qui pourraient être utilisables (Kang et Jackson, 2016). Étant donné la rareté de l'eau douce dans cet état, la Californie protège maintenant l'eau souterraine présentant une concentration en solides dissous totaux (SDT) inférieure à 10 000 mg/L (CSWRCB, 2015). Le Texas a aussi des règles de protection différentes pour les eaux dont les concentrations en solides dissous totaux sont de 1 000, 3 000 et 10 000 mg/L (Railroad Commission of Texas, 2016)

3.2.2 Fracturation hydraulique

Le rôle de la stimulation et de la fracturation hydraulique des puits a été décrit à la section 2.1. La fracturation hydraulique à grand volume a été développée pour permettre la production de gaz ou pétrole de shale (ou non conventionnel) avec des puits horizontaux (généralement plus de 1 000 m³ de fluide injecté; voir section 2.2.1). L'expression « fracturation hydraulique à grand volume » et des définitions impliquant un volume minimal de fluide injecté ont été adoptés par d'autres juridictions avec des volumes seuils similaires à ceux utilisés dans le RPEP (voir annexe 2). Toutefois, le RPEP n'utilise pas l'expression « fracturation hydraulique à grand volume » mais simplement « fracturation » en considérant seulement les opérations utilisant un volume de fluide de fracturation supérieur à 50 000 litres (50 m³) (RPEP, art. 31).

3.2.3 Sondage stratigraphique versus forage

Les activités reliées aux termes « sondage stratigraphique » et « forage » d'hydrocarbures sont distinguées et encadrées différemment au Québec, notamment par le RPEP. Toutefois, les concepts de sondage stratigraphique et de forage ne sont pas distincts dans les autres juridictions. Par exemple, la législation de la Colombie-Britannique est très claire et utilise le terme de « puits » pour tout type de trou foré ou carotté de quelque façon que ce soit pour les fins d'exploration ou de production d'hydrocarbures (pétrole ou gaz) [Colombie-Britannique, 1996]. La Colombie-Britannique ne fait pas de distinction entre sondage stratigraphique et forage pétrolier ou gazier et le même encadrement est ainsi appliqué à tous les types de forages pétroliers et gaziers. Le Texas utilise une définition semblable pour « puits », mais considère aussi la fonction d'un puits reliée à l'injection des fluides (liquides ou gaz), la fonction d'obtention d'informations géologiques et la fonction de production d'énergie géothermique (Texas Natural Resources Code, Chapter 89, sous la juridiction du Railroad Commission of Texas).

3.3 Distances séparatrices

À des fins de protection de l'eau souterraine ou des systèmes d'approvisionnement en eau souterraine, le RPEP fixe des distances séparatrices. Ces distances séparatrices ont été comparées aux distances établies par d'autres provinces, ainsi qu'avec les concepts comparables de distances séparatrices retrouvées dans la littérature scientifique.

3.3.1 Profondeur de l'eau souterraine potable

Au Québec, la profondeur de l'eau souterraine exploitée ou exploitable est fixée par défaut à 200 m dans le RPEP (art. 40), à moins que des travaux spécifiques établissent cette profondeur (plus grande ou inférieure à 200 m). Les données recensées dans le Système d'information Hydrogéologique (SIH) indiquent que 99,95% des puits ont une profondeur moindre que 200 m et que 91,45% des puits ont moins de 100 m (MDDELCC, 2017). De plus, en général l'exploitabilité diminue avec la profondeur en termes de quantité et de qualité.

Dans l'ouest canadien où l'on retrouve des aquifères profonds, la base de la profondeur de l'eau souterraine potable peut atteindre jusqu'à 600 m de profondeur (voir section 3.2.1). Le gouvernement de la Colombie-Britannique rapporte que les puits exploitent typiquement l'eau à une profondeur allant de 18 à 150 m sous la surface du sol (Gouvernement de la Colombie-Britannique, 2017). En Alberta, l'élévation de la base de l'eau souterraine protégée est cartographiée et peut être obtenue en interrogeant la base de données *Base of Groundwater Protection Query Tool* de l'Alberta Energy Regulator (AER, 2017). Lorsque la base de l'eau souterraine protégée se trouve à une profondeur supérieure à 600 m sous le niveau du sol, les opérateurs peuvent choisir de protéger à la base de la formation désignée ou d'utiliser la profondeur de 600 m comme valeur par défaut. Dans les zones où il n'y a pas de données, la base de l'eau souterraine protégée est fixée à 600 m.

Au Texas, les opérateurs peuvent être obligés d'obtenir une détermination de la protection des eaux souterraines (*Groundwater Protection Determination*). C'est le Groundwater Advisory Unit qui

va alors déterminé la base de l'eau souterraine utilisable pour un puits ou groupe de puits pétroliers ou gaziers. Cette base sert ensuite à définir des zones d'isolement supplémentaires qui devraient être protégées pour un ou plusieurs puits d'approvisionnement en eau dans une région spécifique (Railroad Commission of Texas, 2016).

3.3.2 Profondeur minimale de fracturation

La profondeur minimale de fracturation est la profondeur à partir de laquelle la fracturation hydraulique est permise. Le tableau 3.2 présente les profondeurs minimales de fracturation tirées de la littérature scientifique et de la réglementation de certaines juridictions.

En Colombie-Britannique, la fracturation hydraulique à grand volume ne peut être effectuée à moins de 600 m sous la surface du sol (art. 21 du *Drilling and Production Regulation* (BCOGC, 2010)). Toutefois, la profondeur peut être moindre si le permis délivré l'autorise suite à la réalisation d'une simulation d'un modèle de fracturation. Le puits doit généralement être cimenté jusqu'à 600 m. Dans cette province, les zones de production d'hydrocarbures visées se situent entre 1 700 et 4 000 m sous la surface.

En Alberta, la fracturation hydraulique doit être réalisée à une profondeur de plus de 100 m sous le toit du roc (variable selon l'épaisseur de sédiments superficiels) et de 100 m sous la base d'un puits d'eau souterraine (voir figure 3.1 à la section 3.3.3) (AERCB, 2013; Directive 083). Une analyse de risque est exigée lorsque la fracturation hydraulique est réalisée à moins de 100 m sous la base ou à l'intérieur de l'eau souterraine protégée (*Base of Groundwater Protection*, BGWP), soit de 700 m sous la surface du sol si on considère la profondeur de 600 m par défaut dans le cas d'un aquifère profond. De plus, si la distance modélisée des fractures créées par la fracturation hydraulique multipliée par un facteur 2 excède la base de l'eau souterraine protégée, le fluide de fracturation ne peut pas alors contenir un composant qui pourrait avoir un effet néfaste sur l'eau souterraine.

Au Royaume-Uni, la fracturation hydraulique à grand volume est permise à partir de 300 m de profondeur sous la surface du sol (art. 43-44, Infrastructure Act), sauf pour l'Angleterre et le Pays de Galles où la fracturation hydraulique n'est pas permise à moins de 1 000 m (art. 50, Infrastructure Act). Pour l'Angleterre et le Pays de Galles, un consentement de fracturation hydraulique doit être obtenu pour un puits de 1 000 m et plus (art. 50, Infrastructure Act 2015; Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2017). De plus, la fracturation hydraulique n'est pas permise à une profondeur inférieure à 1 200 m à l'intérieur des aires protégées d'eau souterraine (*protected groundwater source areas*) comprenant un rayon de 50 m autour d'un prélèvement d'eau destiné à la consommation humaine ou à la transformation alimentaire et d'autres aires protégées (*other protected areas*) (Royaume-Uni, 2015). Les définitions des aires protégées d'eau souterraine et d'autres aires protégées sont expliquées dans le texte réglementaire *The Onshore Hydraulic Fracturing (Protected Areas) Regulations* (Royaume-Uni, 2016).

Les profondeurs sécuritaires recommandés dans la littérature scientifique pour la fracturation hydraulique vont de 600 m (King, 2012) à 1 000 m (Kissinger et al., 2013; pour des conditions spécifiques locales en Allemagne) **de profondeur sous la surface du sol**. Les profondeurs minimales recommandées pour la fracturation hydraulique **sous la base de l'eau souterraine utilisable** sont de 300 m (King, 2012), 600 m (ReFINE (non daté) sur la base de Davies et al., (2012)) et 600-1 200 m (Bachu et Valencia, 2014). Sur la base de la hauteur maximale enregistrée d'une fracture hydraulique stimulée, ReFINE (non daté) sur la base de Davis et al. (2012) recommandent de définir une limite de distance d'au moins 600 m entre les aquifères et les cibles de gaz de shale, en particulier dans de nouvelles zones où les données sur la longueur des fractures induites par la fracturation hydraulique sont incomplètes ou absentes (ReFINE, non daté).

Tableau 3.2 Références scientifiques et réglementaires de la profondeur minimale de fracturation hydraulique

Source	Profondeur de la base de l'eau souterraine	Profondeur minimale par rapport à l'eau souterraine	Profondeur minimale par rapport à la surface	Commentaires
RÉFÉRENCES SCIENTIFIQUES				
King (2012)	-	300 m	600 m	Recommandation générale
Kissinger et al. (2013)	300 m	700 m ^a	1 000 m	Simulation de la propagation de fractures Facteur de sécurité Profondeur à considérer pour des travaux de fracturation initiaux
ReFINE (non daté)	-	600 m	-	Recommandation générale sur la base de Davies et al. (2012)
Bachu & Valencia (2014)	-	600-1 200 m	-	Recommandation générale
RÉGLEMENTATION				
Royaume-Uni (2015)			300 m	
Pays de Galles et Angleterre			1 000 m	
Colombie Britannique	300 à 600 m		600 m	Peut être autorisé à moins de 600 m sous conditions. Le shale Montney est à plus de 1 700 m de profondeur.
Alberta	Jusqu'à 600 m	100 m ^b	> 100 m ^c	Une analyse de risque est requise lorsque la fracturation est à moins de 100 m sous la base de l'eau souterraine utilisable (BGWP).
Québec (RPEP)	200 m	400 m	600 m	

^a : profondeur calculée.

^b : la distance verticale de 100 m s'applique par rapport à la profondeur des puits d'approvisionnement en eau et non pas par rapport à la base de l'eau souterraine utilisable (Base of Groundwater Protection, BGWP).

^c : la profondeur par rapport à la surface est variable car la profondeur minimale de fracturation est définie plutôt par rapport à la surface du roc (ou profondeur des dépôts meubles).

Au Québec, le RPEP fixe cette profondeur minimale à 400 m sous la base d'un aquifère (voir l'article 40 du RPEP), soit à 600 m sous la surface du sol en considérant que la base de l'eau souterraine potable est définie comme étant à 200 m sous le niveau du sol. Les présentes dispositions du RPEP excluent la fracturation hydraulique à moins de 600 m de profondeur ce qui se trouve à exclure une bonne partie du corridor 1 du shale d'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent présenté à la figures A3.1 et A3.2 de l'annexe 3. Cette profondeur minimale de fracturation hydraulique exclue aussi la partie nord-est d'Anticosti où la Formation de Macasty est

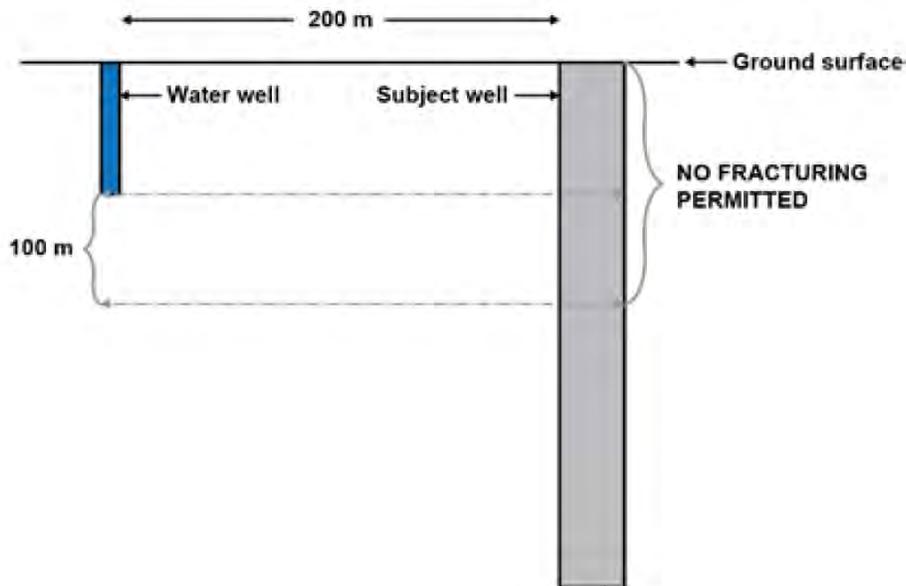
à moins de 600 m de profondeur (Séjourné et Malo, 2015). Toutefois, le secteur présentant un plus grand potentiel pour le pétrole et le gaz de shale dans la Formation de Macasty se situe dans la partie sud d'Anticosti (Chen et al., 2016) où cette formation est à plus de 1 000 m de profondeur (Séjourné et Malo, 2015). En plus de fixer une distance séparatrice verticale de 400 m sous la base de l'eau souterraine potable, le RPEP impose que : « *Toute opération de fracturation doit être planifiée et réalisée de manière à prévenir la propagation de fractures vers une voie préférentielle naturelle d'écoulement des fluides ou un puits existant, laquelle pourrait favoriser la migration de fluides vers un aquifère exploité ou susceptible d'être exploité* » (RPEP, art. 41) et le programme de fracturation doit comprendre notamment l'évaluation de la propagation des fractures (RPEP, art. 43, para. 6°).

3.3.3 Distances horizontales du site (*pad*) de forage des prélèvements d'eau

Au Québec, le forage de puits pétroliers et gaziers est interdit dans un rayon de 500 m d'un prélèvement d'eau et interdit à l'intérieur de l'aire d'alimentation de puits municipaux. Ces distances s'appliquent par rapport à la localisation du puits pétrolier et gazier sur le site de forage et ne considèrent pas la possible déviation latérale ou l'extension horizontale d'un puits en profondeur. De plus, le forage ou sondage pétrolier est interdit dans une bande de 120 m sur 10 km en amont des prises d'eau de surface municipales.

En Colombie-Britannique, le forage de puits pétroliers et gaziers est interdit dans un rayon de 200 m de tout puits d'alimentation en eau souterraine. Dans cette province, une distance de 100 m doit être respectée entre le site de forage et une résidence et de 1 km avec une école ou un centre communautaire pour des raisons de sécurité. En Alberta, la fracturation hydraulique est interdite dans une zone de moins de 200 m (distance horizontale) de l'emplacement d'un prélèvement d'eau en surface et à moins de 100 m (distance verticale) à partir de la base du prélèvement d'eau (figure 3.1).

Figure 3.1 Zone excluant la fracturation hydraulique autour d'un prélèvement d'eau en Alberta (AERCB, 2013)



Aux États-Unis, bien que cet état interdise maintenant la fracturation hydraulique, le projet de loi du Maryland exigeait une distance horizontale de 610 m (2 000 pieds) entre un site (*pad*) de forage et un prélèvement d'eau privé et de 305 m (1 000 pieds) avec une aire de protection d'un prélèvement d'eau public. Un site de forage est également interdit à l'intérieur de certains bassins versants. De plus, le site de forage ne peut se situer à moins de 610 m d'un prélèvement public d'eau de surface ou à l'émergence d'une source utilisée pour l'alimentation en eau potable.

Au Royaume-Uni, la fracturation hydraulique n'est pas permise à l'intérieur de zones protégées d'eau souterraine, ni à l'intérieur d'autres zones protégées (section 50 du Infrastructure Act) [Royaume-Uni, 2015]. Les zones protégées d'eau souterraine comprennent un rayon de 50 m autour de prélèvements d'eau destinés à la consommation humaine ou à la transformation alimentaire ou comprennent la zone à l'intérieur ou au-dessus d'une zone définie par un trajet associé à un temps de migration de l'eau souterraine de 50 jours pour atteindre le site de prélèvement destiné à la consommation humaine ou à la transformation alimentaire. Les autres zones protégées comprennent les parcs nationaux, les *Broads* (réseaux de rivières et de lacs en Angleterre), les sites d'une beauté naturelle exceptionnelle et les sites du patrimoine mondial de l'UNESCO (Royaume-Uni, 2016).

3.3.4 Distances horizontales minimales entre site (*pad*) de forage et résidences

Cette section fait l'inventaire des distances séparatrices des puits pétroliers et gaziers par rapport aux résidences, bien que cela ne fasse pas l'objet du RPEP. Au Québec la distance minimale entre un site de forage et une résidence est de 100 m (Loi sur les mines, chapitre M-13.1, Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains, chapitre M-13.1, r.1). Cette distance pourrait toutefois être modifiée par la réglementation à venir en relation avec la nouvelle Loi sur les hydrocarbures (MÉRN, 2016). En Colombie-Britannique, la distance minimum est de 100 m d'une résidence ou d'un bâtiment public et de 1 km d'une école ou d'un centre communautaire pour des raisons de sécurité. En Alberta on retrouve également une distance séparatrice de 100 m d'une résidence. Au Maryland, la distance séparatrice est de 305 m (1 000 pieds) entre la limite du site de forage et la ligne de propriété. Plusieurs pays européens comme le Royaume-Uni n'ont pas de réglementation concernant les distances séparatrices minimales (Cave, 2015). Au Royaume-Uni, Clancy et al. (2017) ont calculé que les distances séparatrices entre un site pétrolier et une résidence sont de 46 m au minimum et de 447 m en moyenne.

Haley et al. (2016) ont réalisé une étude visant à déterminer si les distances séparatrices légales sont sécuritaires au niveau de trois bassins de shale américains, soit le Marcellus, le Barnett et le Niobrara. Les éléments considérés incluaient la géographie, les statuts actuels, la réglementation, les évacuations, les études de la pollution de l'air et des modélisations thermiques et des nuages de gaz pouvant être émis. Les distances réglementaires entre les puits pétroliers et gaziers et les résidences dans ces états sont respectivement de 61 m (200 pieds) au Texas et de 152 m (500 pieds) en Pennsylvanie et au Colorado, mais le Colorado exige 305 m (1000 pieds) dans les secteurs à forte occupation. Les résultats de cette étude indiquent que les distances minimales actuelles exigées par la réglementation dans les états visés ne sont pas suffisantes pour réduire les risques potentiels pour la santé humaine dans les régions où il y a des activités de fracturation hydraulique. Les évidences suggèrent que les distances actuelles rendent le public vulnérable à des explosions, à la chaleur rayonnante, aux nuages de gaz toxique et à la pollution de l'air par des activités de fracturation hydraulique. Dans leur étude sur les risques technologiques réalisée dans le cadre de l'ÉES, Lacoursière et Lacoursière (2013) ont recommandé d'utiliser les distances prescrites par le Nouveau-Brunswick pour la séparation entre les puits pétroliers et gaziers et les immeubles, soit de 500 m d'une école, hôpital ou centre d'hébergement de personnes âgées et de 250 m d'une habitation.

3.4 Encadrement de la fracturation hydraulique à grand volume

3.4.1 Principes d'encadrement

Le tableau 3.3 présente les principes qui ont servi de base à la révision de la réglementation encadrant la fracturation hydraulique à grand volume en Colombie-Britannique. Ce tableau est reproduit car il pourrait être d'intérêt aussi dans le cadre de la révision du RPEP.

Tableau 3.3 Principes ayant servi de base à la révision de la réglementation sur la fracturation hydraulique en Colombie-Britannique (EY, 2015)

1 Hydraulic fracturing regulatory decisions should be informed by the appropriate application of data and scientific analysis	2 Hydraulic fracturing regulatory framework balances both results-based regulation to encourage innovation and prescriptive regulation to protect key public values	3 Hydraulic fracturing regulatory framework is transparent, unambiguous, and enforceable
4 Hydraulic fracturing regulatory framework is comprehensive and sufficiently flexible to respond to complex issues and enable continuous improvement	5 Compliance with hydraulic fracturing regulation is achieved using a comprehensive set of effective, efficient, and fit-for-purpose tools	6 Hydraulic fracturing-related activities should minimize impacts to the environment while maximizing the benefits of resource extraction
7 Impact on areas, regions, or plays is considered when making decisions about hydraulic fracturing related activities	8 Hydraulic fracturing regulatory framework considers the impact on industry competitiveness	9 Opportunities to cooperate, collaborate and standardize the regulation of hydraulic fracturing across jurisdictions are supported

3.4.2 Tendances de l'encadrement

La présente section résume l'évolution de l'encadrement de certains aspects des activités reliées à l'exploration et à la production d'hydrocarbures qui sont couverts par le RPEP, particulièrement en relation avec la fracturation hydraulique à grand volume. La réglementation touchant la complétion des puits pétroliers et gaziers n'est pas couverte car elle relève du MÉRN (tout comme la réglementation sur la mise en place des puits et forages) et n'est pas couverte par le RPEP. On peut toutefois noter une tendance dans les différentes juridictions à établir des exigences plus strictes pour la complétion des puits pétroliers et gaziers et pour la réalisation d'essais démontrant l'intégrité de ces puits avant la phase de fracturation hydraulique des travaux sur le puits.

3.4.2.1 Programme de fracturation

Les réglementations des juridictions consultées exigent généralement le dépôt préalable d'un programme de fracturation hydraulique à grand volume avant de permettre cette opération. À titre d'exemples, les listes suivantes résument le contenu exigé pour ces programmes de fracturation en Colombie-Britannique et en Alberta.

Contenu du programme de fracturation exigé en Colombie-Britannique (BCOGC, Activities and Operations Manual, 2017, p.95 pdf) :

- Identification de tous les puits pétroliers et gaziers adjacents qui pourraient être affectés;
- Réalisation d'une évaluation du risque pour les puits adjacents identifiés;
- Développement d'un plan de contrôle de tous les puits adjacents à risque;
- Modification du programme de fracturation hydraulique si les risques ne peuvent pas être réduits.

Contenu du programme de fracturation exigé en Alberta (AERCB, 2013) :

- Délimitation d'une zone de planification de la fracturation (*Fracture Planning Zone FPZ*);
- Identification de tous les puits pétroliers et gaziers dans la zone;
- Évaluation de l'intégrité des puits pétroliers et gaziers dans la zone;
- Évaluation du risque pour tous les puits pétroliers et gaziers dans la zone à l'aide d'une méthode prescrite (*Interim Industry Recommended Practice 24: Fracture Stimulation: Interwellbore Communication (IRP 24)*, DACC, 2016);
- Identification des puits pétroliers et gaziers à risque dans la zone;
- Identification et évaluation des puits particuliers à inclure dans le plan de contrôle des puits pétroliers et gaziers adjacents;
- Identification des gaz énergétiques utilisés dans les fluides de fracturation.

Au Québec, l'article 41 du RPEP exige que : « *Toute opération de fracturation soit planifiée et réalisée de manière à prévenir la propagation de fractures vers une voie préférentielle naturelle d'écoulement des fluides ou un puits existant, laquelle pourrait favoriser la migration de fluides vers un aquifère exploité ou susceptible d'être exploité* ». De plus, l'article 43 du RPEP décrit le programme de fracturation exigé au Québec qui comprend les éléments suivants:

- La composition du fluide injecté;
- La pression maximale pouvant être générée par le fluide injecté;
- La composition, la structure et le comportement géomécanique des formations géologiques encaissantes;
- Une évaluation de la propagation des fractures en 3 dimensions et la description de la méthode utilisée pour réaliser cette évaluation;
- La détermination des paramètres au-delà desquels un incident est susceptible de se produire lors de la réalisation d'une opération de fracturation, telles que la pression maximale à utiliser pour éviter une atteinte à l'intégrité du puits ou une propagation de fractures vers une voie préférentielle d'écoulement des fluides;
- Une description du suivi qui sera effectué pour la mise en œuvre du programme et la vérification des paramètres prévus au point précédent, ainsi que la nature des données qui seront recueillies dans le cadre d'un tel suivi, notamment le volume de fluides injectés et ses variations de pression :
 - Comprend la réalisation d'un suivi microsismique ou, lorsque de tels suivis ont déjà été réalisés au sein de la même formation géologique lors d'une opération de fracturation dans des puits similaires, une analyse des données recueillies dans le cadre de ces suivis.

3.4.2.2 Prévention de la communication avec les puits pétroliers et gaziers existants (*frac hits*)

Des directives ou réglementations ont été mises en place en Alberta et en Colombie-Britannique par rapport aux distances à respecter entre les puits pétroliers et gaziers soumis à la fracturation hydraulique à grand volume et les failles sismiquement actives ainsi que les puits pétroliers et gaziers existants à proximité du puits à fracturer. Les rapports de l'INRS au MÉRN cités précédemment réfèrent à ces documents (Lefebvre et al., 2014; Malo et al., 2015). De plus, les meilleures pratiques recommandées par l'industrie canadienne soulignent l'importance de prévenir la communication avec les puits existants. Cette pratique est décrite dans le guide *Fracture Stimulation – An Industry Recommended Practice for the Canadian Oil and Gas Industry* (DACC, 2016) et la méthodologie a été élaborée en partenariat avec les législateurs de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, du Manitoba et de la Saskatchewan. La détermination du risque de communication avec les puits pétroliers et gaziers existants est un élément important du programme de fracturation de ces deux juridictions. La méthode se résume aux étapes suivantes :

- 1) Identification des puits pétroliers et gaziers existants qui se trouvent à l'intérieur de la zone de fracturation planifiée;
- 2) Évaluation des risques de communication avec des puits pétroliers et gaziers existants, ce qui définit le cadre pour l'élaboration des plans de contrôle des puits existants, notamment

- en déterminant les puits existants à risque, complétant des analyses de barrière pour les puits à risque, évaluant la probabilité de communication et identifiant les puits à risques par des opérations de forage dans les puits;
- 3) Développement d'un plan de contrôle de la communication avec les puits existants et identification des pratiques appropriées de contrôle de puits.

Si le processus conclut que les risques de communication sont minimisés, les opérations peuvent se poursuivre après avoir avisé les opérateurs des puits affectés. Sinon, des changements doivent être apportés au programme de fracturation afin de minimiser les risques de communication.

Tel que mentionné à la section **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**, au Québec, toute opération de fracturation doit être planifiée et réalisée de manière à prévenir la propagation de fractures vers un puits existant (RPEP, art.41).

Les travaux de la CGC à Saint-Édouard, ainsi que les travaux de la chaire sur la séquestration du CO₂ de l'INRS, ont abordé la question de la perméabilité des failles et du risque de sismicité mais des travaux supplémentaires seraient requis (Ladevèze et al., en préparation; Konstantinovskaya et al., 2014). Une meilleure définition de la nature des failles impliquerait une évaluation de la perméabilité potentielle ou encore de la stabilité géomécanique des failles majeures qui seraient situées à une distance donnée d'un forage pétrolier ou gazier.

3.4.2.3 *Divulgence de la formulation des fluides de fracturation hydraulique à grand volume*

Les eaux de fracturation

Avec des exceptions notables (Alberta, Colombie-Britannique, Californie, Texas) pour protéger les avantages industriels en conformité avec la loi canadienne sur le contrôle des renseignements relatifs aux matières dangereuses (Canada, 1985), c'est maintenant une pratique courante d'exiger la divulgation de la composition chimique des eaux de fracturation (Malo et al., 2015). Les opérateurs sont obligés d'identifier les produits chimiques qui sont injectés avec l'eau et leur concentration. Le volume d'eau injecté doit aussi être mesuré avant la fracturation, de même que le volume d'eau de reflux.

Au Québec, la composition du fluide de fracturation est un renseignement à caractère public en vertu du dernier alinéa de l'article 31 du RPEP. La composition du fluide injecté comprend, pour chaque composant, les indications suivantes (RPEP, art.43, par.4): a) le nom du composant, sa fonction et sa concentration dans le fluide de fracturation, b) le cas échéant, le nom de chacune des substances contenues dans le composant, le numéro qui leur est attribué par l'American Chemical Society à des fins d'identification (n° CAS) ainsi que leur concentration dans le composant, c) le nom et les coordonnées du fournisseur du composant. Le RPEP exige également de préciser le volume total de fluides injecté. Le tableau 3.4 présente une comparaison des éléments exigés dans différentes juridictions. Les exigences du RPEP par rapport à la divulgation de la composition des fluides sont très similaires aux autres juridictions. Pour ce qui est de la concentration, l'Alberta, la Colombie-Britannique et le Texas requièrent précisément la concentration maximale en pourcentage de masse. En Alberta, des informations supplémentaires sont requises selon le type du composant dans le fluide de fracturation. Par exemple, pour un agent de soutènement on doit également divulguer la taille des grains et le poids utilisé. Certaines juridictions exigent l'inscription obligatoire dans le site Internet *Fractfocus* (Colombie-Britannique, Texas; <https://fracfocus.org/>). En Californie, l'opérateur doit également décrire le risque et l'impact du composé. Au Royaume-Uni, les substances doivent être approuvées ou soumises à l'approbation par le régulateur environnemental approprié (U.K. DECC, 2014; Royaume-Uni, 2015). De plus les substances doivent respecter la réglementation européenne sur les produits chimiques (REACH) [Parlement Européen, 2016].

Pour la plupart des juridictions au Canada et aux États-Unis, une dérogation peut être demandée pour se soustraire à l'obligation de la divulgation d'un composant. Cette dérogation permet aux opérateurs de ne pas divulguer tous les détails de certains produits utilisés pour conserver le secret industriel. Dans ces cas, seule la divulgation de la famille du composé est exigée.

Tableau 3.4 Comparaison d'exigences réglementaires concernant la divulgation de la composition du fluide utilisé pour la fracturation hydraulique à grand volume

La composition du fluide injecté comprend, pour chaque composant, les indications suivantes	Québec ¹	Colombie-Britannique ²	Alberta ³	Texas ⁴
Type et volume total de fluide	✓	✓	✓	✓
Le nom du composant	✓	✓	✓	
Sa fonction	✓	✓	✓	
Sa concentration dans le fluide de fracturation	✓	Concentration maximale	Concentration maximale	Concentration maximale
Le cas échéant, le nom de chacune des substances contenues dans le composant	✓	✓	✓	✓
Le numéro qui leur est attribué par l'American Chemical Society à des fins d'identification (n° CAS)	✓	✓	✓	✓
Leur concentration dans le composant	✓	Concentration maximale	Concentration maximale	Concentration maximale
Le nom et les coordonnées du fournisseur du composant	✓	✓	✓	
Transmission des informations	Dans les 30 jours suivant la fin de la mise en œuvre d'un programme de fracturation	Dans les 30 jours suivant la complétion du puits	Transmission électronique dans les 30 jours suivant la conclusion d'une opération	15 jours
Inscription dans Fracfocus	Pas précisé dans la réglementation	Obligatoire	Pas précisé dans la réglementation	Obligatoire
Dérogation de divulgation pour le secret commercial d'un composant	Non	Oui	Oui	Oui
Autres			Les données de la source d'eau qui compose le fluide de fracturation doivent également être transmises. Des informations supplémentaires sont requises selon le type du composant.	

¹ RPEP, art. 43 (MDDELCC, 2014)² *Drilling and Production Regulation*, art. 37 (BCOGC, 2010) et *Fracture Fluid Report Upload Manual* (BCOGC, 2012)³ *Directive 059* (AERCB, 2012a)⁴ *Texas Administrative Code* (2012), Title 16 (Economic Regulation), Part 1 (Railroad Commission of Texas), Chapter 3 (Oil and Gas Division), Rule 3.29 : *Hydraulic Fracturing Chemical Disclosure Requirements*

3.4.2.4 Composants interdits dans les fluides de fracturation

Au Québec, selon les exigences du RPEP, le fluide de fracturation ne peut contenir 1) un surfactant à base d'alkylphénol éthoxylé ou 2) une substance déterminée persistante ou bioaccumulable au sens du Règlement (fédéral) sur la persistance et la bioaccumulation (RPEP, art.42). Le Québec semble être la seule juridiction à interdire a priori des composants dans la composition des fluides de fracturation. La réglementation des autres provinces canadiennes ne mentionne pas l'interdiction de composants dans la composition du fluide de fracturation. Du côté des États-Unis, pour les juridictions consultées (Californie, Pennsylvanie, Texas), aucun composant n'est interdit dans les fluides de fracturation. L'étude scientifique indépendante réalisée par le California Council on Science & Technology (CCST) et Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) (2015) dans le cadre du Senate Bill no. 4 (Californie, 2013) donne une liste des composés des produits chimiques les plus dangereux dans les fluides de fracturation à l'annexe H du *Summary Report*. Le récent rapport de l'U.S. EPA (2016) fait l'inventaire des produits utilisés pour la fracturation hydraulique et de leur toxicité (lorsque connue).

La réglementation du Royaume-Uni n'interdit pas précisément de composants dans les fluides de fracturation. Toutefois, seules les substances qui ont été évaluées comme étant des polluants non dangereux sous la directive *Groundwater Daughter Directive* peuvent être utilisées dans les fluides de fracturation (U.K. EA, 2017). Les risques pour les produits chimiques utilisés dans les fluides de forage et de fracturation sont évalués au cas par cas pour chaque puits par le régulateur environnemental approprié (U.K. DECC, 2014).

3.4.2.5 Recyclage des eaux usées

Les eaux usées comprennent un mélange des eaux de reflux (fluides de fracturation injectés qui remontent à la surface après la fracturation hydraulique) et des eaux de formation (comprend des sels, des métaux, des hydrocarbures et des matières radioactives naturelles, qui remontent à la surface avec le gaz) (CNBFH, 2016). Le recyclage des eaux usées est une technique de plus en plus pratiquée. Cette pratique, qui consiste en la réutilisation des fluides de fracturation et des eaux de formation, est encouragée mais pas obligatoire dans les juridictions consultées.

Le RPEP ne précise pas d'exigence pour le recyclage des fluides de fracturation car la gestion des eaux usées issues d'un site de forage pétrolier et gazier est assujettie à un certificat d'autorisation (art. 22, Loi sur la qualité de l'environnement) ainsi qu'aux lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière (MDDELCC, 2014). Aucune des réglementations consultées n'exige le recyclage des eaux usées. Toutefois, en Colombie-Britannique et en Californie la récupération est encouragée mais pas obligatoire (Californie, 2013). Au Canada, l'Association Canadienne des Producteurs Pétroliers (ACPP) recommande à ses membres d'instaurer, dans la mesure du possible pour les projets d'exploitation majeurs, des mécanismes ou des procédures afin de réduire le transport de fluides de fracturation, d'eau produite, d'eau de reflux et de fluides de fracturation résiduels par voie routière (ACPP, 2012g). L'annexe 1 contient d'autres références sur l'utilisation d'eau et le traitement des effluents en relation avec l'exploitation des gaz de shale et la fracturation hydraulique à grand volume.

3.4.2.6 Monitoring de la sismicité, tant pour la fracturation que pour la réinjection de fluides

La section 2.1.3 a déjà décrit le risque de sismicité induite relié à la fracturation hydraulique et à la réinjection d'effluents reliés à la production d'hydrocarbures. La tendance des juridictions consultées est de réglementer en fonction des risques de sismicité reliés à ces deux causes. L'ACPP (2012a) a aussi des recommandations pour les meilleures pratiques de l'industrie en relation avec la sismicité induite. L'annexe 2 contient d'autres précisions sur l'encadrement de la sismicité induite.

3.4.3 Conditions préalables

La section 2.2 a déjà souligné que la variabilité spatiale naturelle de la géochimie de l'eau souterraine et de la présence de méthane dissous nécessite l'établissement de conditions préalables afin d'être en mesure d'identifier des impacts potentiels des opérations pétrolières et

gazières sur la qualité de l'eau souterraine. Ainsi, ces conditions préalables reflétant les conditions naturelles de l'eau souterraine dans l'aquifère, ou dans les puits, doivent être établies autour d'un site de forage pétrolier et gazier avant la réalisation du forage. Toutefois, les conditions préalables dans les puits résidentiels sont plus difficiles à établir car les puits domestiques ne sont généralement pas installés de façon idéale et peuvent être contaminés localement (Jackson et Heagle, 2016). Les protocoles d'échantillonnage et d'analyse permettant d'établir les conditions préalables sont bien définis dans plusieurs juridictions (Lefebvre, 2017; voir aussi la section 2 et l'annexe 1). Toutefois, comme nous l'avons souligné à la section 2.2.1, la concentration en méthane dissous dans l'eau souterraine peut être très variable dans le temps (détails dans les résumés des travaux de la Commission géologique du Canada dans l'annexe 1).

La revue des pratiques par rapport à l'établissement des conditions préalables permet de les classer selon trois types (détails à l'annexe 1) :

- Locales: puits de monitoring dédié en amont et aval du site de forage (*pad*) pour détecter des émissions au site même (Québec et plusieurs autres juridictions)
- Sectorielles: puits de monitoring et puits d'approvisionnement en eau dans un secteur qui sera exploité (Québec et plusieurs autres juridictions)
- Régionales: puits de monitoring dédiés visant la détection d'effets à plus long terme sur l'eau souterraine (Royaume-Uni, Californie)

3.4.4 Conditions préalables et monitoring

Le tableau 3.4 présente les distances horizontales de la zone d'étude pour établir les conditions préalables et le monitoring avant le forage de puits pétroliers et gaziers selon les réglementations de plusieurs juridictions, par rapport aux exigences du RPEP.

Tableau 3.5 Exigences réglementaires concernant l'établissement des conditions préalables et le monitoring en relation avec la fracturation hydraulique à grand volume (RPEP, 2014; Bosquez et al., 2015)

Province / État	Zone d'étude Rayon autour du puits	Présomption de contamination	Échantillonnage exigé	Fréquence d'échantillonnage
Québec	2 000 m	Non	Puits d'observation aménagés par l'opérateur du site de forage et tous les prélèvements d'eau effectués à des fins de consommation humaine ou de transformation alimentaire dans un rayon de 2 km	Avant et annuellement après le forage (jusqu'à 10 ans après la fermeture du puits)
Illinois, Caroline du Nord	457 m (1 500 pieds) à 805 m (0,5 mile)	Oui	Tous les puits d'approvisionnement en eau compris dans le rayon défini	3 à 5 échantillonnages avant et après le forage
Colorado, Wyoming	805 m (0,5 mile)	Non	4 emplacements	1 échantillon avant et 2 échantillons après le forage

Province / État	Zone d'étude Rayon autour du puits	Présomption de contamination	Échantillonnage exigé	Fréquence d'échantillonnage
Virginie Occidentale, Pennsylvanie	457 à 762 m (1 500 à 2 500 pieds)	Oui, dans les 6 ou 12 mois suivant le forage, la stimulation ou la modification	L'opérateur doit aviser les propriétaires fonciers de leur droit d'échantillonnage	Avant le forage, si demandé par le propriétaire foncier
Ohio	91 m (300 pieds)	Non	Obligent les opérateurs à donner un avis de droits d'échantillonnage aux propriétaires fonciers à moins de 457 m (1 500 pieds) du puits de forage vertical	Les propriétaires fonciers peuvent ensuite demander des prélèvements avant et après le forage.
Californie	805 m (0,5 mile)	Non	Préalable à la fracturation hydraulique seulement, dans les puits de suivi selon le plan de monitoring accepté	1 échantillon avant la fracturation suivi de 2 échantillons par année (l'exigence de poursuivre le monitoring est basée sur les rapports annuels de suivi)
Texas, Oklahoma, Louisiane	-	Non	-	-

3.5 Encadrement de la réinjection de fluides

La façon la plus répandue d'éliminer les eaux de reflux est celle qui consiste à réinjecter les eaux usées dans des formations géologiques profondes. Cette pratique, qui est répandue aux États-Unis et utilisée en Alberta et en Colombie-Britannique, est encadrée afin de protéger l'environnement et la santé publique. Au Québec, cette pratique n'est pas présentement utilisée pour éliminer des effluents liquides. Cette pratique nécessiterait l'obtention préalable d'un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE, mais ne fait pas l'objet d'une réglementation particulière (CÉES, 2014; Lefebvre et al., 2014). Au Nouveau-Brunswick la réinjection des fluides est présentement interdite. Les roches à faible perméabilité du bassin des Maritimes rendent l'injection de fluides en puits profonds peu propice dans cette province (CNBFH, 2016). Cette activité est très réglementée en Europe (permis en France). Les rapports de l'INRS donnent plus d'information sur la pratique et l'encadrement de la réinjection des effluents des puits de production d'hydrocarbures (Lefebvre et al., 2014; Malo et al., 2015).

3.6 Caractérisation et monitoring par rapport au site de forage

Bien que plusieurs juridictions exigent la définition des conditions préalables et le monitoring, le Québec est la seule juridiction à exiger la caractérisation hydrogéologique des sites de forage pétrolier et gazier (*pads*) et de leurs environs avec le RPEP. Le principe des exigences du chapitre V du RPEP au Québec est l'évaluation du risque pour l'eau souterraine. Le territoire doit être caractérisé dans un rayon de 2 km de la tête du puits pétrolier. La caractérisation doit permettre de définir les conditions hydrogéologiques et l'échantillonnage des puits résidentiels. Un monitoring est exigé autour du site de forage pétrolier et gazier jusqu'à 10 ans après la fermeture du puits. Les travaux de Boothroyd et al. (2016) ont identifié des problèmes potentiels d'intégrité de puits

pétroliers et gaziers hors services depuis 8 à 79 ans en milieu terrestre au Royaume-Uni à l'aide de l'échantillonnage de gaz extrait du sol. L'étude a conclu que les puits ayant de plus fortes concentrations en méthane dans le gaz extrait du sol pouvaient avoir des problèmes d'intégrité. Ces problèmes d'intégrité se révèlent généralement à l'intérieur de 10 ans suite à la mise hors service du puits pétrolier et gazier, ce qui est cohérent avec l'exigence du RPEP de poursuivre le monitoring des sites de forage pétrolier et gazier durant 10 années après leur mise hors service.

Aux États-Unis, certains états ont des programmes obligatoires ou incitatifs pour l'établissement des conditions préalables. La Californie, la Pennsylvanie, le Colorado et l'Ohio exigent (parfois selon la volonté ou non des résidents) le monitoring des sites de forage pétrolier et des puits résidentiels environnants avant la fracturation hydraulique seulement (Bosquez et al., 2015). La Californie a aussi défini les conditions requises pour établir un système de monitoring de la qualité de l'eau souterraine dans les régions visées par l'exploitation du gaz de shale et la fracturation hydraulique (Esser et al., 2015). Au Royaume-Uni, un programme de monitoring à long terme a été mis en place en 2015 pour établir les conditions préalables dans deux régions visées par le développement du gaz de shale (BGS, 2017). Ce programme vise à établir les conditions naturelles pour la sismicité, la qualité de l'air (radon) et l'eau souterraine (méthane).

4 Conclusions

L'INRS a été mandaté pour faire une revue de l'évolution récente des connaissances scientifiques et des cadres réglementaires d'autres juridictions par rapport aux sites de forage pétroliers et gaziers qui sont régis par le chapitre V du Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (RPEP). L'emphase de la revue a été mise sur les références traitant des impacts potentiels des opérations pétrolières et gazières sur l'eau souterraine, notamment de la fracturation hydraulique à grand volume, qui font l'objet du chapitre V du RPEP. Une abondante littérature scientifique a été produite sur les gaz de shale depuis trois ans et on note un resserrement notable de l'encadrement réglementaire dans plusieurs juridictions. Par ailleurs, un moratoire ou une interdiction empêche la fracturation hydraulique à grand volume dans certaines juridictions au Canada (Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse, Terre-Neuve et Labrador), aux États-Unis (ex. : New York, Vermont, Maryland) et en Europe (ex. : France, Allemagne).

Cette revue des travaux scientifiques a précisé les impacts potentiels des opérations de l'industrie pétrolière et gazière sur l'eau souterraine, particulièrement de la fracturation hydraulique à grand volume. Les risques et les impacts appréhendés apparaissent moindres qu'antérieurement aux niveaux suivants :

- La forte tendance vers le recyclage de l'eau de reflux (*flow back water*) produite après la fracturation hydraulique a diminué la pression sur l'utilisation d'eau.
- De meilleures pratiques de gestion des fluides aux sites de forages engendrées par un encadrement plus strict ont diminué l'incidence des émissions de contaminants reliées aux fuites de liquides en surface.
- Il n'y a que de rares cas avérés d'impacts directs de la fracturation hydraulique à grand volume sur les aquifères, et ces cas impliquent au moins en partie des conditions à fort risque qui ne seraient pas permises par les réglementations les plus rigoureuses, incluant le RPEP.
- Plusieurs études récentes visant à établir la qualité et la nature du méthane de l'eau souterraine démontrent l'absence d'impact actuel significatif de l'exploitation du gaz de shale par la fracturation hydraulique à grand volume sur la qualité de l'eau souterraine à l'échelle régionale, même dans les régions à forte activité. Toutefois, les impacts éventuels de l'exploitation du gaz de shale ne sont susceptibles de se révéler qu'après plusieurs décennies à cause du long temps de résidence de l'eau souterraine.

Les principaux risques et impacts appréhendés sur la qualité de l'eau souterraine sont reliés aux enjeux suivants :

- Ce sont les risques reliés à la perte d'intégrité des puits pétroliers et gaziers qui sont considérés comme posant les plus grands risques pour la qualité de l'eau souterraine. Cet aspect n'est pas couvert par le RPEP puisque la mise en place, la complétion, le suivi et la fermeture des puits pétroliers et gaziers relève du Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MÉRN), sauf en ce qui concerne le monitoring de l'eau souterraine aux sites de forage pétrolier et gazier.
- Dans les régions où un grand nombre de puits pétroliers et gaziers a été foré, la communication potentielle des fluides de fracturation ou la propagation de la pression induite par la fracturation via des puits pétroliers et gaziers voisins en opération ou hors service (accidents nommés *frac hits* dans l'industrie) s'est avérée être un mécanisme de migration de fluides ou de perte d'intégrité. Ce risque est considéré sérieux par les organismes réglementaires et l'industrie et fait l'objet d'un encadrement strict, impliquant notamment l'inventaire et l'état des puits pétroliers et gaziers à proximité et l'évaluation rigoureuse du risque de communication. Le RPEP comprend des exigences visant à minimiser les impacts potentiels de la fracturation hydraulique suite à une communication avec des puits pétroliers et gaziers existants.
- Bien que ce mécanisme soit invoqué comme posant un risque pour la qualité de l'eau souterraine, le potentiel de migration de fluides (eau de formation ou méthane) à partir de

réservoirs non conventionnels vers les aquifères superficiels fait présentement l'objet d'un débat scientifique. Il semble toutefois que des conditions très spécifiques soient requises pour qu'une telle migration se produise, conditions qui sont généralement peu probables. Il est nécessaire de définir ces conditions pour chaque région visée par l'exploitation des réservoirs non conventionnels par la fracturation hydraulique à grand volume.

Bien que cela ne fasse pas directement l'objet du chapitre V du RPEP, notre rapport couvre brièvement la sismicité qui peut être induite par les puits pétroliers et gaziers, c'est-à-dire causer un tremblement de terre qui pourrait être ressenti à la surface. Cette sismicité peut être potentiellement induite par la fracturation hydraulique à grand volume (ex. : Fox Creek, Alberta), mais surtout par l'injection en profondeur dans des puits d'effluents liquides issus de la production d'hydrocarbures ou de la fracturation hydraulique à des fins de disposition permanente (ex. : Oklahoma, Kansas et Texas). Des cadres rigoureux ont été mis en place récemment dans plusieurs juridictions pour réduire ces deux risques de sismicité. Le RPEP exige que les failles soient répertoriées autour d'un puits où il est prévu de faire de la fracturation hydraulique à grand volume et que cette fracturation ne doit pas permettre la communication avec les failles. Cette exigence minimise les risques de sismicité induite reliés à la fracturation hydraulique à grand volume. La pratique de l'injection en profondeur d'effluents liquides n'existe pas présentement au Québec et une telle opération serait régie par d'autres réglementations que le RPEP.

L'évaluation de l'impact potentiel des opérations d'exploration et de production pétrolière et gazière sur la qualité de l'eau souterraine implique d'établir la qualité naturelle de l'eau souterraine qui peut être très variable d'un puits d'approvisionnement à l'autre dans une région donnée. Cette caractérisation chimique de l'eau souterraine comprend, entre autre, la présence naturelle de méthane dissous dans l'eau souterraine qui doit être distinguée d'un apport de méthane qui pourrait être relié aux puits pétroliers et gaziers, notamment à l'aide des isotopes du méthane et de paramètres complémentaires. Un grand nombre d'études récentes a été publié sur la présence naturelle de méthane dans l'eau souterraine à l'échelle régionale, notamment dans les régions productrices d'hydrocarbures. Au Québec, des travaux ont montré la présence commune de méthane dans l'eau souterraine dans plusieurs secteurs. La concentration en méthane peut être très variable dans le temps, ce qui exige l'usage d'une méthode constante d'échantillonnage et la prise de plusieurs échantillons dans le temps afin de définir sa variabilité naturelle.

Les réglementations d'autres juridictions au Canada (surtout Alberta et Colombie-Britannique), aux États-Unis et en Europe (surtout le Royaume-Uni) ont été revues et comparées aux conditions prescrites par le RPEP. La définition d'eau souterraine utilisable a pour but d'identifier les aquifères qui devraient faire l'objet d'une protection particulière par rapport aux activités pétrolières et gazières. Comme au Québec, plusieurs juridictions utilisent une concentration en solides dissous totaux (SDT) inférieure à 4 000 mg/L pour définir l'eau souterraine potentiellement utilisable pour la consommation et les activités humaines. Au Québec, la profondeur de l'eau souterraine exploitée ou exploitable est fixée par défaut à 200 m dans le RPEP. Dans l'ouest canadien où l'on retrouve des aquifères profonds, la base de la profondeur de l'eau souterraine potable peut atteindre jusqu'à 600 m de profondeur.

À des fins de protection de l'eau souterraine ou des systèmes d'approvisionnement en eau souterraine, le RPEP fixe des distances séparatrices qui ont été comparées aux distances établies par d'autres juridictions et à des recommandations faites dans la littérature scientifique. Au Québec, le forage de puits pétroliers et gaziers est interdit dans un rayon de 500 m d'un prélèvement d'eau et interdit à l'intérieur de l'aire d'alimentation de puits municipaux, correspondant à leur aire de protection éloignée. De plus, le forage ou sondage pétrolier est interdit dans une bande de 120 m sur 10 km en amont des prises d'eau de surface municipales. Ces distances sont supérieures à celles des juridictions répertoriées où il n'y a pas de moratoire sur la fracturation hydraulique à grand volume. Au Québec, le RPEP fixe la profondeur minimale de fracturation hydraulique à 400 m sous la base de l'eau souterraine potable qui est à 200 m de profondeur, soit à 600 m sous la surface du sol. C'est la même profondeur de 600 m qui est appliquée en Colombie-Britannique alors que l'Alberta applique 100 m sous la base d'un puits d'approvisionnement et 100 m sous la surface du roc. Toutefois, dans ces deux provinces, la fracturation peut avoir lieu à des profondeurs

inférieures en répondant à des exigences supplémentaires. En Angleterre et au Pays de Galles, la fracturation hydraulique n'est pas permise à moins de 1000 m, alors qu'ailleurs au Royaume-Uni la fracturation est permise à partir de 300 m de profondeur sous la surface du sol. De plus, au Royaume-Uni la fracturation hydraulique n'est pas permise à une profondeur inférieure à 1 200 m à l'intérieur des aires protégées d'eaux souterraines (*protected groundwater source areas*). Dans la littérature scientifique, les profondeurs sécuritaires recommandées sous la surface du sol pour la fracturation hydraulique varient de 600 m à 1 000 m, alors que des profondeurs minimales recommandées pour la fracturation hydraulique sous la base de l'eau souterraine utilisable vont de 300 m à 1 200 m.

Dans pratiquement l'ensemble des juridictions dont la réglementation a été consultée, au cours des dernières années l'encadrement de la fracturation hydraulique à grand volume a eu tendance à se resserrer et implique maintenant généralement 1) le dépôt préalable d'un programme de fracturation et 2) la divulgation de la composition chimique des eaux de fracturation; ce sont aussi deux exigences du RPEP. Le Québec semble toutefois être la seule juridiction à interdire des composants spécifiques dans la composition des fluides de fracturation, bien que le Royaume-Uni exige une approbation préalable des composants prévus pour la fracturation hydraulique. Sans les interdire, l'US EPA identifie aussi des composés qui devraient être évités dans les fluides de fracturation.

Plusieurs juridictions exigent ou recommandent maintenant l'établissement des conditions préalables de la qualité de l'eau souterraine et des puits résidentiels environnants dans les secteurs où il y aura de la fracturation hydraulique à grand volume. Bien que plusieurs juridictions exigent la définition des conditions préalables et le monitoring, le Québec est la seule juridiction à exiger la caractérisation hydrogéologique des sites de forage pétrolier et gazier (*pads*) et de leurs environs avec le RPEP. Au Royaume-Uni, un programme de monitoring à très long terme a été mis en place en 2015 pour établir les conditions préalables dans deux régions visées par le développement du gaz de shale. Les travaux scientifiques sur les méthodes d'échantillonnage et la variabilité naturelle du méthane dissous dans l'eau souterraine donnent des indications sur les procédures à suivre pour l'établissement des conditions préalables et le monitoring de la qualité de l'eau souterraine autour des puits pétroliers et gaziers ou à l'échelle régionale.

5 Bibliographie

- Acatech (Ed.), 2016. Hydraulic Fracturing - A technology under debate (Acatech Position Paper). Acatech – National Academy of Science and Engineering, Munich, Germany, 59 pp. www.acatech.de/publications
- Alberta Energy Resources Conservation Board (AERCB), 2012a. *Directive 059: Well Drilling and Completion Data Filing Requirements*. Calgary (AB) : AER, 31 Décembre 2012. <http://www.aer.ca/documents/directives/Directive059.pdf>, consulté le 23 avril 2017.
- Alberta Energy Regulator (AER), 2017a. *Base of Groundwater Protection Query Tool*. [En ligne] <https://dds.aer.ca/BGP/UI/BGP-Main.aspx#>, consulté le 23 avril 2017.
- Alberta Energy Regulator (AER), 2014. Drilling and Hydraulic Fracturing in Alberta - Leading the Way. 19 mars 2014, Vidéo. [En ligne] <https://www.youtube.com/watch?v=A74PLdXDIWM>, consulté le 15 juin 2017.
- Alberta Energy Regulator (AER), 2015. EnerFAQs - Explaining AER Setbacks. Mars 2015, 7 p. [En ligne] http://www.aer.ca/documents/enerfaqs/AER_EnerFAQs05_Setbacks.pdf, consulté le 16 juin 2017.
- Alberta Energy Regulator (AER), 2017b. *Policy and Regulations*. Site Internet. [En ligne] <http://www.energy.alberta.ca/OurBusiness/3718.aspx#ground>, consulté le 24 avril 2017.
- Alberta Energy Resources Conservation Board (AERCB), 2013. *Directive 083: Hydraulic Fracturing – Subsurface Integrity*. Calgary (AB) : AER, 21 Mai 2013. <http://www.aer.ca/documents/directives/Directive083.pdf>, consulté le 23 avril 2017.
- Alberta Energy Resources Conservation Board (AERCB), 2012b. Summary of Alberta's Shale- and Siltstone-Hosted Hydrocarbon Resource Potential. ERCB/AGS Open File Report 2012-06, Octobre 2012, 327 p. [En ligne] http://ags.aer.ca/document/OFR/OFR_2012_06.PDF, consulté le 15 juin 2017.
- Alleman, D., et D.P.E. Arthur, 2012. Alternative water sources for shale gas development. In *SPE Workshop, Reducing Environmental Impact of Unconventional Resource Development*, edited by Society of Petroleum Engineers (SPE), San Antonio, TX, USA, April 23-25, 2012, 23 pp.
- Andrews, I.J., 2013. The Carboniferous Bowland Shale gas study: geology and resource estimation. British Geological Survey for Department of Energy and Climate Change, London, UK, 56 p. [En ligne] https://www.ogauthority.co.uk/media/2782/bgs_decc_bowlandshalegasreport_main_report.pdf, consulté le 16 juillet 2017.
- Anisfeld, S., Z. Chu, H. Gordon, M. Gottlieb, A.J. Krupnick, L. A. Muehlenbachs, S.M. Olmstead, N. Richardson, J. Saiers, J.-S. Shih, J.V. Siikamäki, E.B. Spiller, C. Timmins, et H. Wiseman, 2013. Managing the Risks of Shale Gas - Key Findings and Further Research. Washington, D.C., USA: Resources for the Future (RFF), 20 pp. [En ligne] <http://www.rff.org/research/publications/managing-risks-shale-gas-key-findings-and-further-research>, consulté le 7 août 2017.
- Appelo, C.A.J., et Postma, D., 2005. *Geochemistry, Groundwater and Pollution*. 2nd Edition, CRC Press.
- Arent, D., J. Logan, J. Macknick, W. Boyd, K. Medlock, III, F. O'Sullivan, J. Edmonds, L. Clarke, H. Huntington, G. Heath, P. Statwick, et M. Bazilian, 2015. A review of water and greenhouse gas impacts of unconventional natural gas development in the United States. *MRS Energy & Sustainability : A Review Journal*, 2: 1-21.
- Association Canadienne des Producteurs Pétroliers (ACPP), 2012a. *Activité sismique induite anormale: Évaluation, surveillance, mesures d'atténuation et capacité d'intervention*.

- Décembre 2012, 4p. [En ligne] <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/221286>, consulté le 18 mai 2017.
- Association Canadienne des Producteurs Pétroliers (ACPP), 2012b. Pratique d'exploitation relative à la fracturation hydraulique : Approvisionnement en eau, mesure et réutilisation de l'eau. Décembre 2012, 4p. [En ligne] <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/221270>, consulté le 18 mai 2017.
- Association Canadienne des Producteurs Pétroliers (ACPP), 2012c. Pratique d'exploitation relative à la fracturation hydraulique : Construction de puits de forage et assurance de la qualité. Décembre 2012, 4p. [En ligne] <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/221283>, consulté le 18 mai 2017.
- Association Canadienne des Producteurs Pétroliers (ACPP), 2012d. Pratique d'exploitation relative à la fracturation hydraulique : Divulgence des additifs contenus dans les fluides de fracturation. Décembre 2012, 4p. [En ligne] <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/221281>, consulté le 18 mai 2017.
- Association Canadienne des Producteurs Pétroliers (ACPP), 2012e. Pratique d'exploitation relative à la fracturation hydraulique : Essais de base sur les eaux souterraines. Décembre 2012, 4p. [En ligne] <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/221273>, consulté le 18 mai 2017.
- Association Canadienne des Producteurs Pétroliers (ACPP), 2012f. Pratique d'exploitation relative à la fracturation hydraulique : Évaluation et gestion des risques associés aux additifs dans les fluides de fracturation. Décembre 2012, 4p. [En ligne] <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/221271>, consulté le 18 mai 2017.
- Association Canadienne des Producteurs Pétroliers (ACPP), 2012g. Pratique d'exploitation relative à la fracturation hydraulique : Transport, manipulation, stockage et élimination des fluides. Décembre 2012, 4p. [En ligne] <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/221269>, consulté le 18 mai 2017.
- Atkinson, G.M., D.W. Eaton, H. Ghofrani, D. Walker, B. Cheadle, R. Schultz, R. Shcherbakov, K. Tiampo, J. Gu, R. M. Harrington, Y. Liu, M. v. d. Baan, et H. Kao, 2016. Hydraulic fracturing and seismicity in the Western Canada Sedimentary Basin. *Seismological Research Letters*, 87(3), 17 p., doi: 10.1785/0220150263.
- Bachu, S., et R.L. Valencia, 2014. Well Integrity Challenges and Risk Mitigation Measures. *The Bridge*, National Academy of Engineering, 44: 28-33.
- Becklumb, P., Chong, J., et T. Williams, 2015. Le gaz de schiste au Canada – Risques environnementaux et réglementation. Bibliothèque du Parlement, Étude générale, Publication 2015-18-F, 26 février 2015, Ottawa, Canada, 24 pp.
- Birdsell, D.T., H. Rajaram, D. Dempsey, et H.S. Viswanathan, 2015. Hydraulic fracturing fluid migration in the subsurface: A review and expanded modeling results. *Water Resources Research*, 51: 7159–88, doi: 10.1002/2015WR017810.
- Boothroyd, I.M., Almond, S., S.M., Worrall, Q.F., et R.J. Davies, 2016. Fugitive emissions of methane from abandoned, decommissioned oil and gas wells. *Science of the Total Environment*, 547 (2016) 461–469, doi: 10.1016/j.scitotenv.2015.12.096.
- Bordeleau, G., Rivard, C., Lavoie, D., Lefebvre, R., Ahad, J., Mort, A., et X. Xu, en préparation. A multi-isotope approach to determine the origin of methane and higher alkanes in groundwater of the St. Lawrence Platform, Saint-Édouard area, eastern Canada. Manuscrit à soumettre en 2017.
- Bordeleau, G., Rivard, C., Lavoie, D., Lefebvre, R., Malet, X., et P. Ladevèze, soumis. Geochemistry of groundwater in the Saint-Édouard area, Quebec, Canada, and its influence on the distribution of methane in shallow aquifers. Manuscrit soumis le 16 février 2017 à *Applied Geochemistry*.

- Bosquez IV, T., Carmeli, D., Esterkin, J., Kieng Hau, M., Komoroski, K., Madigan, C., et M. Sepp, 2015. Fracking Debate: The Importance of Pre-Drill Water-Quality Testing. [En ligne] <http://apps.americanbar.org/litigation/committees/environmental/articles/winter2015-0215-fracking-debate-importance-pre-drill-water-quality-testing.html>, consulté le 24 avril 2017.
- British Columbia Oil and Gas Commission (BCOGC), 2017. *Oil and Gas Activity Operations Manual*. Version 1.11, Juin 2017, 216 p. [En ligne] <https://www.bcogc.ca/node/13274/download>, consulté le 15 juin 2017.
- British Columbia Oil and Gas Commission (BCOGC), 2016. *Technical Guidance for Determining the “Base of Usable Groundwater”*, Industry bulletin 2016-09, 15 mars 2016, 3 p. [En ligne] <http://www.bcogc.ca/node/13074/download>, consulté le 20 avril 2017.
- British Columbia Oil and Gas Commission (BCOGC), 2014. Investigation of Observed Seismicity in the Montney Trend. Décembre 2014, 32 p. [En ligne] <http://www.bcogc.ca/node/12291/download>, consulté le 15 juin 2017.
- British Columbia Oil and Gas Commission (BCOGC), 2012. *Fracture Fluid Report Upload Manual*. Version 1.1, 12 Janvier 2012, 14 p. [En ligne] <http://www.bcogc.ca/node/6068/download>, consulté le 14 juin 2017.
- British Columbia Oil and Gas Commission (BCOGC), 2010. *Oil and Gas Activity Act, Drilling and Production Regulation*. B.C. Reg. 282/2010, Victoria (BC) : B.C. Oil and Gas Commission. [En ligne] http://www.bclaws.ca/civix/document/id/complete/statreg/282_2010, consulté le 20 avril 2017.
- British Geological Survey (BGS), 2017. Shale gas environmental monitoring, Site Internet. [En ligne] <http://www.bgs.ac.uk/research/groundwater/shalegas/monitoring/home.html>, consulté le 29 mars 2017.
- Bureau d’audiences publiques sur l’environnement (BAPE), 2011. Développement durable de l’industrie des gaz de schiste au Québec, Rapport 273. Février 2011, 1–323. [En ligne] <http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape273.pdf>, consulté le 28 juin 2017.
- Cahill, A.G., Steelman, C.M., Forde, O., Olukayode, K., Ruff, S.E., Mayer, B., Mayer, K.U., Strous, M., Ryan, M.C., Cherry, J.A., et B.L. Parker, 2017. Mobility and persistence of methane in groundwater in a controlled-release field experiment. *Nature Geoscience* 10, 289-294, doi: 10.1038/ngeo2919.
- Cai, Z., et U. Ofterdinger, 2014. Numerical assessment of potential impacts of hydraulically fractured Bowland Shale on overlying aquifers. *Water Resources Research*, 50, 6236–6259, doi: 10.1002/2013WR014943.
- California Council on Science & Technology et Lawrence Berkeley National Laboratory (CCST & LBNL), 2015. An Independent Scientific Assessment of Well Stimulation in California – Summary Report, An Examination of Hydraulic Fracturing and Acid Stimulations in the Oil and Gas Industry. Juillet 2015, Sacramento (CA). 119 pages. [En ligne] http://ccst.us/projects/hydraulic_fracturing_public/SB4.php, consulté le 6 juin 2017.
- California State Water Resources Control Board (CSWRCB), 2015. Model Criteria for Groundwater Monitoring in Areas of Oil and Gas Well Stimulation, Adopté le 7 juillet 2015, 33 p. [En ligne] http://www.waterboards.ca.gov/water_issues/programs/groundwater/sb4/docs/model_criteria_final_070715.pdf, consulté le 24 avril 2017.
- Californie, 2013. *Senate Bill no.4 (Chapitre 313)*. [En ligne] https://leginfo.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=201320140SB4, consulté le 21 juin 2013.
- Campin, D., 2016. Is there scientific evidence to support the selection of hydraulic fracturing rules? SPE-179353-MS, Society of Petroleum Engineers (SPE), SPE International Conference and

- Exhibition on Health, Safety, Security, Environment and Social Responsibility, Stavanger, Norway, 11-13 April 2016, 34 pp.
- Canada, 1985. *Loi sur le contrôle des renseignements relatifs aux matières dangereuses* (L.R.C. (1985), ch. 24 (3e suppl.), Partie III). [En ligne] <http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/H-2.7/TexteCompleet.html>, consulté le 15 juin 2017.
- Cave, S., 2015. Proximity of petroleum exploration wells to dwellings – Briefing Paper, 4 mars 2015. [En ligne] <http://www.niassembly.gov.uk/globalassets/documents/enterprise-trade-and-investment/hydraulic-fracturing/20150304-assembly-research---petroleum-wells.pdf>, consulté la 15 juin 2017.
- Centner, T.J., 2016. Reducing pollution at five critical points of shale gas production: Strategies and institutional responses. *Energy Policy* 94, 40–46.
- Centre Hydrocarbures Non Conventionnels (CHNC), 2017. Pétrole et gaz de schiste : Développements internationaux, Mars 2017, 82 p. [En ligne] http://www.chnc.fr/uploads/Monographies%20pays/CHNC_DI_2017.pdf, consulté le 25 mai 2017.
- Centre Hydrocarbures Non Conventionnels (CHNC), 2016. Pétrole et gaz de schiste : Dossiers techniques et environnementaux, Janvier 2016, 152 p. [En ligne] <http://www.chnc.fr/uploads/dossiers/P%C3%A9trole%20et%20gaz%20de%20schiste%20Dossiers%20techniques%20et%20environnementaux%20du%20CHNC.pdf>, consulté le 25 mai 2017.
- Centre Hydrocarbures Non Conventionnels (CHNC), 2017. Protection des aquifères superficiels : États des lieux, Site Internet. [En ligne] http://www.chnc.fr/analyse-documentation#aquiferes-superficiels_quelques-ordres-de-grandeur, consulté le 16 juillet 2017.
- Chatellier, J.Y., K. Ferworn, N.L. Larsen, S. Ko, P. Flek, M. Molgat, et I. Anderson, 2013. Overpressure in shale gas: when geochemistry and reservoir engineering data meet and agree. In J. Chatellier and D. Jarvie (eds.), *Critical assessment of shale resource plays* (AAPG).
- Chen, Z., Lavoie, D., Jiang, C., Duchesne, M.J. et M. Malo, 2016. Caractéristiques géologiques et évaluation des ressources pétrolières de la Formation de Macasty, Ile d'Anticosti, Québec, Canada. Commission géologique du Canada, Dossier public 8019, 68 p.
- Christian, K. M., L.K. Lautz, G.D. Hoke, D.I. Siegel, Z. Lu, et J. Kessler, 2016. Methane occurrence is associated with sodium-rich valley waters in domestic wells overlying the Marcellus shale in New York State. *Water Resources Research*, 52, 206–226, doi: 10.1002/2015WR017805.
- Clancy, S.A., Worrall, F., Davies, R.J. et J.G. Gluyas, 2017. An assessment of the footprint and carrying capacity of oil and gas well sites: The implications for limiting hydrocarbon reserves, *Science of the Total Environment* (2017), doi: 10.1016/j.scitotenv.2017.02.160.
- Clark, I., 2015. *Groundwater Geochemistry and Isotopes*. CRC press.
- Clark, I.D., et P. Fritz, 1997. *Environmental Isotopes in Hydrogeology*. CRC Press.
- Cloutier, V., R. Lefebvre, R. Therrien, et M. Savard, 2008. Multivariate statistical analysis of geochemical data as indicative of the hydrogeochemical evolution of groundwater in a sedimentary rock aquifer system. *Journal of Hydrology*, 353: 294-313.
- Cohen, H.A., T. Parratt, et C.B. Andrews, 2013. Potential contaminant pathways from hydraulically fractured shale aquifers (Letter). *Ground Water*, 51: 317-19.
- Colombie-Britannique, 2010. *Drilling and Production Regulation (RSBC, chapitre 361)*, à jour au 1^{er} juin 2017, Queen's Printer, Victoria, Colombie-Britannique. [En ligne] http://www.bclaws.ca/civix/document/id/complete/statreg/96361_01, consulté le 12 avril 2017.

- Colombie-Britannique, 1996. *Petroleum and Natural Gas Act (SBC, chapitre 36, B.C. Reg. 282/2010)*, à jour au 1^{er} juin 2017, Queen's Printer, Victoria, Colombie-Britannique. [En ligne] http://www.bclaws.ca/civix/document/id/complete/statreg/96361_01, consulté le 12 avril 2017.
- Comité de l'Évaluation Environnementale Stratégique sur le gaz de schiste (CÉES), 2014. Rapport synthèse – Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste. Bibliothèque et Archives nationales du Québec, ISBN 978-2-550-69741-1 (PDF), 279 p. [En ligne] <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/evaluations/Gaz-de-schiste/rapport-synthese.pdf>, consulté le 6 juin 2017.
- Commission du Nouveau-Brunswick sur la Fracturation Hydraulique (CNBFH), 2016. Éventuelles retombées de l'exploitation du gaz de schiste sur l'économie, l'environnement et la santé – Volume II. Février 2016. [En ligne] <http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/en/pdf/Publications/CNBFH-Vol2-Fr-Fev2016.pdf>, consulté le 5 juin 2017.
- Conseil des Académies Canadiennes (CAC), 2014. Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada, 2014, 1–336. [En ligne] http://sciencepourlepublic.ca/uploads/fr/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/shale%20gas/shalegas_fullreportfr.pdf, consulté le 27 juin 2017.
- Cook, P., V. Beck, D. Brereton, R. Clark, B. Fisher, S. Kentish, J. Toomey, et J. Williams, 2013. Engineering energy: unconventional gas production (A study of shale gas in Australia). Australian Council of Learned Academies (ACOLA), Melbourne, Australia, 250 pp. [En ligne] <http://www.acola.org.au/PDF/SAF06FINAL/Final%20Report%20Engineering%20Energy%20June%202013.pdf>, consulté le 8 août 2017.
- Council of Canadian Academies (CCA), 2014. Environmental impacts of Shale Gas Extraction in Canada. The expert Panel on Harnessing Science and Technology to Understand the Environmental Impacts of Shale Gas Extraction, Council of Canadian Academies, Ottawa, ON, Canada, 262 pp. [En ligne] http://www.scienceadvice.ca/uploads/eng/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/shale%20gas/shalegas_fullreporten.pdf, consulté le 8 août 2017.
- Currell, M., Banfield, D., Cartwright, I., et D.I. Cendón, 2016. Geochemical indicators of the origins and evolution of methane in groundwater: Gippsland Basin, Australia. *Environmental Science & Pollution Research*, 16 pp., doi: 10.1007/s11356-016-7290-0.
- Davies, R.J., S. Almond, R.S. Ward, R.B. Jackson, C. Adams, F. Worrall, L.G. Herringshaw, J.G. Gluyas, et M.A. Whitehead, 2014. Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. *Marine and Petroleum Geology*, 56: 239-54.
- Davies, R.J., Foulger, G.R., Mathias, S.A., Moss, J., Hustoft, S. et L. Newport, 2013. Reply: Davies et al. (2012), Hydraulic fractures: How far can they go? *Marine and Petroleum Geology* 43, 519-521, doi: 10.1016/j.marpetgeo.2013.02.001.
- Davies, R.J., Mathias, S.A., Moss, J., Hustoft, S. et L. Newport, 2012. Hydraulic fractures: How far can they go? *Marine and Petroleum Geology* 37, 1–6. doi:10.1016/j.marpetgeo.2012.04.001.
- Davis, C., et J.M. Fisk, 2017. Mitigating risks from fracking-related earthquakes: assessing state regulatory decisions. *Society & Natural Resources*, 18 pp., doi: 10.1080/08941920.2016.1273415.
- Down, A., Schreglmann, K., Plata, D.L., Elsner, M., Warner, N.R., Vengosh, A., Moore, K., Coleman, D., et R.B. Jackson, 2015. Pre-drilling background groundwater quality in the Deep River Triassic Basin of central North Carolina, USA. *Applied Geochemistry* 60, 3–13, doi: 10.1016/j.apgeochem.2015.01.018.
- Drilling and Completion Committee (DACC), 2016. IRP 24 – Fracture Stimulation, An Industry Recommended Practice (IRP) for the Canadian Oil and Gas Industry, Volume 24 -2016, 27

- avril 2016, 86 p.[En ligne] <http://www.enform.ca/resources/detail/29/dacc-irp-volume-24-fracture-stimulation>, consulté le 29 mai 2017.
- Dusseault M., 2014. Chapter 7: Well integrity. In: *Fracturing NSIRPoH*. Cape Breton University. Sydney, Nova Scotia, Canada: 2014, 193–220.
- Dusseault, M.B., M.N. Gray, and P.A. Nawrocki, 2000. Why oilwells leak: cement behavior and long-term consequences. In *SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*, Beijing, China: Society of Petroleum Engineers (SPE), 8 pp.
- Dusseault, M., and R. Jackson, 2014. Seepage pathway assessment for natural gas to shallow groundwater during well stimulation, in production, and after abandonment. *Environmental Geosciences*, 21: 107-26.
- Ellsworth, W.L., Llenos, A.L., McGarr, A.F., Michael, A.J., Rubinstein, J.L., Mueller, C.S., Petersen, M.D., et E. Calais, 2015. Increasing seismicity in the U.S. midcontinent: Implications for earthquake hazard. *The Leading Edge*, June 2015, 618-625.
- Esser, B.K., H.R. Beller, S.A. Carroll, J.A. Cherry, J.M. Gillespie, R.B. Jackson, P.D. Jordan, V. Madrid, B.L. Parker, W.T. Stringfellow, C. Varadharajan, et A. Vengosh, 2015. Recommendations on Model Criteria for Groundwater Sampling, Testing, and Monitoring of Oil and Gas Development in California. In, 1-295. Lawrence Livermore National Laboratory. [En ligne] http://www.waterboards.ca.gov/water_issues/programs/groundwater/sb4/docs/lnl_recomm_endations_report.pdf, consulté le 8 août 2017.
- Évaluation environnementale stratégique (ÉES), 2016a. Évaluation environnementale stratégique sur les hydrocarbures - Rapport sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures. Gouvernement du Québec, Mai 2016, Bibliothèque et Archives nationales du Québec, ISBN : 978-2-550-75723-8 (PDF), 198 pp. [En ligne] <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/consultation-documentation-ees.asp>, consulté le 8 août 2017.
- Évaluation environnementale stratégique (ÉES), 2016b. Évaluation environnementale stratégique sur les hydrocarbures - Rapport propre à l'île d'Anticosti. Gouvernement du Québec, Mai 2016, Bibliothèque et Archives nationales du Québec, ISBN : 978-2-550-75724-5 (PDF), 108 pp. [En ligne] <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/consultation-documentation-ees.asp>, consulté le 8 août 2017.
- EY, 2015. *Review of British Columbia's hydraulic fracturing regulatory framework*. Rapport public, 3 mars 2015, 128 pages. [En ligne] <https://www.bcogc.ca/review-british-columbia%E2%80%99s-hydraulic-fracturing-regulatory-framework>, consulté le 24 avril 2017.
- Farahbod, A.M., Kao, H., Cassidy, J.F., et D. Walker, 2015. How did hydraulic-fracturing operations in the Horn River Basin change seismicity patterns in northeastern British Columbia, Canada? *The Leading Edge*, June 2015, 658-663.
- Fisher, K., et N. Warpinski. 2011. Hydraulic fracture-height growth: Real data. In *Society of Petroleum Engineers (SPE) Annual Technical Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers (SPE), Denver, CO, USA, 18 pp.
- Fleming, R., 2015. Towards Reasonable European Shale Gas Regulation – the European Commission's 2014 Recommendation and Communication on Shale Gas Extraction. SPE-175503-MS, Society of Petroleum Engineers (SPE), SPE Offshore Europe Conference and Exhibition, Aberdeen, Scotland, UK, 8-11 September 2015, 11 pp.
- Flewelling, S.A., et M. Sharma, 2015. Comment on “Hydraulic fracturing in faulted sedimentary basins: Numerical simulation of potential contamination of shallow aquifers over long time scales” edited by C. Gassiat et al. *Water Resources Research*, 51: 1872–76.
- Flewelling, S.A., et M. Sharma, 2014. Constraints on upward migration of hydraulic fracturing fluid and brine. *Groundwater*, 52: 9-19.

- Flewelling, S. A., M.P. Tymchak, et N. Warpinski, 2013. Hydraulic fracture height limits and fault interactions in tight oil and gas formations. *Geophysical Research Letters*, 40: 3602-06.
- France, 2011. *LOI n° 2011-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique (1)*, Paris. [En ligne] <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000024361355&dateTexte=&categorieLien=id>, consulté le 16 juillet 2017.
- Gallegos, T.J., et B.A. Varela, 2015. Trends in hydraulic fracturing distributions and treatment fluids, additives, proppants, and water volumes applied to wells drilled in the United States from 1947 through 2010—Data analysis and comparison to the literature: U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2014–5131, 15 p., [En ligne] <http://dx.doi.org/10.3133/sir20145131>, consulté le 8 août 2017.
- Gallegos, T.J., B.A. Varela, S.S. Haines, et M.A. Engle, 2015. Hydraulic fracturing water use variability in the United States and potential environmental implications. *Water Resources Research*, 51, 5839–5845, doi: 10.1002/2015WR017278.
- Gassiat, C., T. Gleeson, R. Lefebvre, et J. McKenzie, 2013. Hydraulic fracturing in faulted sedimentary basins: Numerical simulation of potential contamination of shallow aquifers over long time scales. *Water Resources Research*, 49: 8310-27.
- Gorody, A.W., 2012. Factors affecting the variability of stray gas concentration and composition in groundwater. *Environmental Geosciences*, 19: 17-31.
- Gouvernement de la Colombie-Britannique, 2017. FACTSHEET: Hydraulic fracturing in British Columbia, Site internet. <https://news.gov.bc.ca/factsheets/factsheet-hydraulic-fracturing-in-british-columbia>, consulté le 24 avril 2017.
- Gouvernement de l'Ontario, 2017. Demandes de permis de puits et d'injection. Site Internet. [En ligne] <https://www.ontario.ca/fr/document/normes-dexploitation-des-ressources-en-petrole-en-gaz-et-en-sel-de-lontario/demandes-de-permis-de-puits-et-dinjection>, consulté le 11 mai 2017.
- Gouvernement de la Nouvelle-Écosse, 2014. Amendments Introduced for Moratorium on High-volume Hydraulic Fracturing. 30 septembre 2014. [En ligne] <https://novascotia.ca/news/release/?id=20140930002>, consulté le 5 juin 2017.
- Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2016. Le moratoire sur la fracturation hydraulique maintenu indéfiniment. Frédéricton (NB), 27 mai 2016. [En ligne] <http://www2.gnb.ca/content/gnb/fr/nouvelles/communiqu2016.05.0462.html>, consulté le 5 juin 2017.
- Gouvernement du Royaume-Uni, 2017. Guidance on fracking: developing shale gas in the UK, Site Internet. [En ligne] <https://www.gov.uk/government/publications/about-shale-gas-and-hydraulic-fracturing-fracking/developing-shale-oil-and-gas-in-the-uk>, consulté le 27 mars 2017.
- Groat, C.G., and T.W. Grimshaw, 2012. Fact-based regulation for environmental protection in shale gas development – summary of findings. Energy Institute, University of Texas, Février 2012, 60 p. [En ligne] http://www.gaselectricpartnership.com/Gei_shale_gas_reg_summary1202.pdf, consulté le 27 juin 2017.
- Haley, M., McCawley, M. Epstein, Anne C., Arrington, B. et E. Ferrell Bjerke, 2016. Adequacy of current state setbacks for directional high-volume hydraulic fracturing in the Marcellus, Barnett, and Niobrara shale plays. *Environmental Health Perspectives* 124, 1323–1333, doi: 10.1289/ehp.1510547.

- Hammond, P.A., 2016. The relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA. *Hydrogeology Journal* 24, 503–519, doi: 10.1007/s10040-015-1332-4.
- Harkness, J.S., Darrah, T.H., Warner, N.R., Whyte, C.J., Moore, M.T., Millot, R., Kloppman, W., Jackson, R.B., et A. Vengosh, 2017. The geochemistry of naturally occurring methane and saline groundwater in an area of unconventional shale gas development. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, doi: 10.1016/j.gca.2017.03.039.
- Hem, J.D., 1985. Study and interpretation of the chemical characteristics of natural water, 3rd Edition. Department of the Interior, U.S. Geological Survey, Water-Supply Paper 2254, 263 pp.
- Hinchev, A.M., Knight, I., Kilfoil, G., Hynes, K.T., Middleton, D. et L.G. Hicks, 2014. The Green Point Shale of Western Newfoundland - A review of its geological setting, its potential as an unconventional hydrocarbon reservoir, and its ability to be safely stimulated using the technique of hydraulic fracturing. Newfoundland and Labrador Department of Natural Resources, Energy Branch, 128 p. [En ligne] http://www.nr.gov.nl.ca/nr/energy/pdf/green_point_shale_west_nl.pdf, consulté le 29 juin 2017.
- Hirsche, T., et B. Mayer, 2009. A comprehensive literature review on the applicability of free and dissolved gas sampling for baseline water well testing. Edited by Alberta Environment, Edmonton, Alberta, Canada, 47 pp. [En ligne] <http://www.assembly.ab.ca/lao/library/egovdocs/2009/alene/173069.pdf>, consulté le 8 août 2017.
- Hounslow, A.W., 1995. Water Quality Data: Analysis and Interpretation. Lewis Publishers, CRC Press, Boca Raton, Florida, 397 p.
- Huchet, F., Rivard, C., et R. Lefebvre, 2017. Hydrogeological characterisation above two gas fields, Moncton sub-basin, southern New Brunswick. *GeoOttawa 2017, 70th Canadian Geotechnical Conference and 12th Joint CGS/IAH-CNC Groundwater Conference*, Canadian Geotechnical Society (CGS) and Canadian National Chapter of the International Association of Hydrogeologists (IAH-CNC), October 1-4, 2017, Ottawa, Canada, 8 p.
- Humez, P., B. Mayer, J. Ing, M. Nightingale, V. Becker, A. Kingston, O. Akbilgic, et S. Taylor, 2016a. Occurrence and origin of methane in groundwater in Alberta (Canada): Gas geochemical and isotopic approaches. *Science of the Total Environment*, 541: 1253-68.
- Humez, P., B. Mayer, M. Nightingale, J. Ing, V. Becker, D. Jones, et V. Lam, 2016b. An 8-year record of gas geochemistry and isotopic composition of methane during baseline sampling at a groundwater observation well in Alberta, Canada. *Hydrogeology Journal*, 24: 109-22.
- Humez, P., B. Mayer, M. Nightingale, J. Ing, V. Becker, Becker, V., Kingston, A., Taylor, S., Bayegnak, G., Millot, R., et W. Kloppmann, 2016c. Redox controls on methane formation, migration and fate in shallow aquifers. *Hydrological Earth System Science*, 20, 2759–2777, 2016, doi: 10.5194/hess-20-2759-2016.
- Jackson, R.E., 2014. Establishing baseline groundwater quality conditions. Notes (diapositives), Formation continue, Exploration et exploitation d'hydrocarbures de roche mère : gestion des risques environnementaux dans le sous-sol, Ordre des géologues du Québec, 4-5 septembre 2014, Montréal, QC, Canada.
- Jackson, R.E., et D.J. Heagle, 2016. Sampling domestic/farm wells for baseline groundwater quality and fugitive gas. *Hydrogeology Journal*, 24: 269–72.
- Jackson, R.E., Gorody, A.W., Mayer, B., Roy, J.W., Ryan, M.C., et D.R. Van Stempvoort, 2013. Groundwater protection and unconventional gas extraction: the critical need for field-based hydrogeological research. *Ground Water* 2013, 51:488–510.

- Jacob, T., 2017b. Oil and gas producers find frac hits in shale wells a major challenge. *Journal of Petroleum Technology*, 69(4), April 2017, 29-34.
- Jacob, T., 2017a. Oklahoma official: Progress being made, but induced seismicity will not stop anytime soon. *Journal of Petroleum Technology*, 69(1), January 2016.
- Jacob, T., 2016. Seismic shifts in Oklahoma lead to stricter regulations. *Journal of Petroleum Technology*, 68(5), May 2016.
- Janos, D., 2017. Regional Groundwater Flow Dynamics and Residence Times in Chaudière-Appalaches, Québec, Canada: Insights from Numerical Simulations. Mémoire de maîtrise, Université Laval, 2017.
- Kang, M., et R.B. Jackson, 2016. Salinity of deep groundwater in California: Water quantity, quality, and protection. *PNAS*, 113(28), 7768–7773, doi: 10.1073/pnas.1600400113, 12 juillet 2016. [En ligne] <http://www.pnas.org/content/113/28/7768.full>, consulté le 24 avril 2017.
- Kao, H., D.W. Eaton, G.M. Atkinson, S. Maxwell, et A. Babaie Mahani, 2016. Technical meeting on the traffic light protocol (TLP) for induced seismicity: Summary and recommendations, Geological Survey of Canada, Open File 8075, 20 pp., doi: 10.4095/299002.
- King, G.E., 2012. Hydraulic fracturing 101: what every representative, environmentalist, regulator, reporter, investor, university researcher, neighbor and engineer should know about estimating frac risk and improving frac performance in unconventional gas and oil wells. In: *Society of Petroleum Engineers (SPE) Hydraulic Fracturing Conference*, The Woodlands, Texas: SPE, 6–8 February, 2012. [En ligne] http://www.kgs.ku.edu/PRS/Fracturing/Frac_Paper_SPE_152596.pdf, consulté le 26 mai 2017.
- King, G.E., 2010. Thirty years of gas shale fracturing: What have we learned? In *Society of Petroleum Engineers (SPE) Annual Technical Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers (SPE), Florence, Italy, 19-22 September 2010, 50 pp.
- King, G.E., et D.E. King, 2013. Environmental risk arising from well construction failure: Difference between barrier and well failure, and estimates of failure frequency across common well types, locations and well age. In *Society of Petroleum Engineers (SPE) Annual Technical Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers (SPE), New Orleans, LA, USA, 30 September-2 October 2013, 323-344.
- Kissinger, A., Helmig, R., Ebigbo, A., Class, H., Lange, T., Sauter, M., Heitfeld, M., Kluner, J. et W. Jahnke, 2013. Hydraulic fracturing in unconventional gas reservoirs: risks in the geological system, Part 2: Modelling the transport of fracturing fluids, brine and methane. *Environmental Earth Sciences* 2013, 70:3855–3873.
- Konstantinovskaya, E., Rutqvist, J., et M. Malo, 2014. CO₂ storage and potential fault instability in the St. Lawrence Lowlands sedimentary basin (Quebec, Canada): Insights from coupled reservoir-geomechanical modeling. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 22 (2014) 88–110, 10.1016/j.ijggc.2013.12.008.
- Krupnick, A., H. Gordon, et S. Olmstead, 2013. Pathways to Dialogue: What the Experts Say about the Environmental Risks of Shale Gas Development. In, 1-78. Washington, D.C., USA: Resources for the Future (RFF). [En ligne] http://www.rff.org/files/sharepoint/WorkImages/Download/RFF-Rpt-PathwaystoDialogue_FullReport.pdf, consulté le 8 août 2017.
- Kuzmyak, N.J., 2014. *Evaluation of Friction Reducers for use in Recycled Fracturing Flowback and Produced Water*. M.Sc. Thesis, University of Texas at Austin, Austin, Texas, USA.
- Lacoursière, J.P., et S. Lacoursière, 2013. Étude de risques technologiques associés à l'extraction du gaz de schiste. Étude E3-4, Évaluation environnementale sur le gaz de schiste, décembre 2013, 118 p.

- Ladevèze, P., Rivard, C., Lavoie, D., Séjourné, S., Lefebvre, R., et G. Bordeleau, en préparation. Faults and natural fracture control on upward fluid migration: insights from a shale gas play in the St. Lawrence Platform, Canada. À soumettre en 2017 à *Hydrogeology Journal*.
- Ladevèze, P., Séjourné, S., Rivard, C., Lavoie, D., Lefebvre, R., et A. Rouleau, accepté. Defining the natural fracture network in a shale gas play and its cover succession; the case of the Utica Shale in eastern Canada. Manuscrit SG-D-17-00079 accepté avec corrections par *Journal of Structural Geology*.
- Ladevèze, P., Rivard, C., Lefebvre, R., Lavoie, D., Parent, M., Malet, X., Bordeleau, G., et J.-S. Gosselin, 2016. Travaux de caractérisation hydrogéologique dans la plateforme sédimentaire du Saint-Laurent, région de Saint-Édouard-de-Lotbinière, Québec. Commission géologique du Canada, Dossier public 8036, 122 p., doi: 10.4095/297891.
- Lange, T., M. Sauter, M. Heitfeld, K. Schetelig, K. Brosig, W. Jahnke, A. Kissinger, R. Helmig, A. Ebigo, et H. Class, 2013. Hydraulic fracturing in unconventional gas reservoirs: risks in the geological system, part 1. *Environmental Earth Sciences*, 70: 3839-53.
- Lavoie, D., Pinet, N., Bordeleau, G., Ardakani, O.H., Ladevèze, P., Duchesne, M.J., Rivard, C., Mort, A., Brake, V., Sanei, H., et X. Malet, 2016. The Upper Ordovician black shales of southern Quebec (Canada) and their significance for naturally occurring hydrocarbons in shallow groundwater. *International Journal of Coal Geology* 158 (2016), 44-64, doi: 10.1016/j.coal.2016.02.008.
- Lavoie, D., Rivard, C., Lefebvre, R., Séjourné, S., Thériault, R., Duchesne, M.J., Ahad, J., Wang, B., Benoit, N., et C. Lamontagne, 2014. The Utica Shale and gas play in southern Quebec: geological and hydrogeological synthesis and methodological approaches to groundwater risk evaluation. *International Journal of Coal Geology*, 2014, 126:77–91.
- LeDoux, St.T.M., Szykiewicz, A., Faiia, A.M., Mayes, M.A., McKinney, M.L., et W.D. Dean, 2016. Chemical and isotope compositions of shallow groundwater in areas impacted by hydraulic fracturing and surface mining in the Central Appalachian Basin, Eastern United States. *Applied Geochemistry* 71 (2016), 13 pp., doi: 10.1016/j.apgeochem.2016.05.007.
- Lefebvre, R., 2017. Mechanisms leading to potential impacts of shale gas development on groundwater quality. *WIREs Water*, 4(1), Jan./Feb. 2017, 15 pp., doi: 10.1002/wat2.1188.
- Lefebvre, R., Gleeson, T., McKenzie, J.M., et C. Gassiat, 2015. Reply to comment by Flewelling and Sharma on "Hydraulic fracturing in faulted sedimentary basins: Numerical simulation of potential contamination of shallow aquifers over long time scales". *Water Resources Research*, 51: 1877-82.
- Lefebvre, R., Malo, M. et E. Millet, 2014. Encadrement de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu terrestre au Québec. Rapport INRS R-1491, version préliminaire soumise en octobre 2014 au Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, 58 p. et annexes.
- Li, Z., You, C., Gonzales, M., Wendt, A.K., Wu, F., et S.L. Brantley, 2016. Searching for anomalous methane in shallow groundwater near shale gas wells. *Journal of Contaminant Hydrology* 195 (2016), 23–30, doi: 10.1016/j.jconhyd.2016.10.005.
- Long, J.C.S., L.C. Feinstein, C.E. Bachmann, J.T. Birkholzer, M.K. Camarillo, J.K. Domen, W. Foxall, J.E. Houseworth, L. Jin, P.D. Jordan, N.J. Lindsey, R.L. Maddalena, T.E. McKone, D.E. Millstein, M.T. Reagan, W.L. Sandelin, W.T. Stringfellow, C. Varadharajan, H. Cooley, K. Donnelly, M.G. Heberger, J. Hays, S.B.C. Shonkoff, A. Brandt, J.G. Englander, A. Hamdoun, S.C.T. Nicklisch, R.J. Harrison, Z.S. Wettstein, J. Banbury, B.L. Cypher, et S.E. Phillips. 2015. An Independent Scientific Assessment of Well Stimulation in California - Volume II - Potential Environmental Impacts of Hydraulic Fracturing and Acid Stimulations. In, Report prepared for the California Council on Science and Technology (CCST) 447 p. [En ligne] <https://ccst.us/publications/2015/2015SB4-v2.pdf>, consulté le 7 août 2017.

- Mahani, A.B., R. Schultz, H. Kao, D. Walker, J. Johnson, et C. Salas, 2017. Fluid injection and seismic activity in the northern Montney Play, British Columbia, Canada, with special reference to the 17 August 2015 Mw 4.6 induced earthquake. *Bulletin of the Seismological Society of America*, 107(2), 542-552, doi: 10.1785/0120160175.
- Malo, M., Lefebvre, R., Comeau, F.-A. et S. Séjourné, 2015. Synthèse des connaissances portant sur les pratiques actuelles et en développement dans l'industrie pétrolière et gazière – Chantier technique, R-1553. Institut national de la recherche scientifique – Centre Eau Terre Environnement, Janvier 2015, 142 p. [En ligne] <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Chantier-technique.pdf>, consulté le 24 avril 2017.
- Maryland, 2017. House Bill 1325. Oil and Natural Gas – Hydraulic Fracturing – Prohibition, 10 février 2017. [En ligne] <http://mgaleg.maryland.gov/2017RS/bills/hb/hb1325T.pdf>, consulté le 15 mai 2017.
- Massachusetts Institute of Technology (MIT), 2011. The Future of Natural Gas: An Interdisciplinary MIT Study. Massachusetts Institute of Technology Cambridge, MA, USA, 170 pp. [En ligne] <http://mitei.mit.edu/publications/reports-studies/future-natural-gas>, consulté le 7 août 2017.
- Maxwell, S., 2014. *Microseismic Imaging of Hydraulic Fracturing: Improved Engineering of Unconventional Shale Reservoirs*. Society of Exploration Geophysicists (SEG), ISBN 978-1-56080-315-7.
- McIntosh, J.C., S.E. Grasby, S.M. Hamilton, et S.G. Osborn, 2014. Origin, distribution and hydrogeochemical controls on methane occurrences in shallow aquifers, southwestern Ontario, Canada. *Applied Geochemistry*, 50: 37-52.
- McMahon, P.B., Barlow, J.R.B., Engle, M.A., Belitz, K., Ging, P.B., Hunt, A.G., Jurgens, B.C., Kharaka, Y.K., Tollett, R.W., et T.M. Kresse, 2017. Methane and benzene in drinking-water wells overlying the Eagle Ford, Fayetteville, and Haynesville shale hydrocarbon production areas. *Environmental Science & Technology*, 51 (12), 6727–6734, doi: 10.1021/acs.est.7b00746.
- McPhillips, L.E., A.E. Creamer, B.G. Rahm, et M.T. Walter, 2014. Assessing dissolved methane patterns in central New York groundwater. *Journal of Hydrology: Regional Studies*, 1: 57-73.
- Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC), 2017. Foire aux questions sur le Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection. Site Internet. [En ligne] <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/prelevements/reglement-prelevement-protection/faq.htm#2.2>, consulté le 10 juillet 2017.
- Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC), 2014. Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière. Juillet 2014, 200 p. [En ligne] <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/industriel/hydrocarbures/Lignes-directrices.pdf>, consulté le 8 août 2017.
- Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, 2014. Report of the Nova Scotia Independent Panel on Hydraulic Fracturing. Province de la Nouvelle-Écosse, 28 août 2014, 370 p. [En ligne] <https://energy.novascotia.ca/sites/default/files/Report%20of%20the%20Nova%20Scotia%20Independent%20Panel%20on%20Hydraulic%20Fracturing.pdf>, consulté le 28 juin 2017.
- Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MÉRN), 2016. Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives. Projet de loi no 106 (2016, chapitre 35), Éditeur officiel du Québec, 84 p.
- Ministère des Ressources naturelles et des Forêts de l'Ontario, 2015. *Déclaration du ministre des Richesses naturelles et des Forêts concernant la fracturation hydraulique à grands volumes*.

- Déclaration, 13 avril 2015. [En ligne] <https://news.ontario.ca/mnr/fr/2015/04/declaration-du-ministre-des-richesses-naturelles-et-des-forets-concernant-la-fracturation-hydrauliqu.html>, consulté le 19 avril 2017.
- Molofsky, L.J., Connor, J.A., McHugh, T.E., Richardson, S.D., Woroszylo, C., et Alvarez, P.D.J., 2016a. Environmental factors associated with natural methane occurrence in the Appalachian Basin. *Groundwater* 2016, 13 pp., doi: 10.1111/gwat.12401.
- Molofsky, L.J., Richardson, S.D., Gorody, A.W., Baldassare, F., Blacks, J.A., McHugh, T.E., et Connor, J.A., 2016b. Effect of different sampling methodologies on measured methane concentrations in groundwater samples. *Groundwater*, 12 pp., doi: 10.1111/gwat.12415.
- Moritz, A., J.F. Helie, D.L. Pinti, M. Larocque, D. Barnette, S. Retailleau, R. Lefebvre, et Y. Gelinas, 2015. Methane baseline concentrations and sources in shallow aquifers from the shale gas-prone region of the St. Lawrence Lowlands (Quebec, Canada). *Environmental Science & Technology*, 49(7): 4765-71, doi: 10.1021/acs.est.5b00443.
- Muehlenbachs, K., 2011. Identifying the Sources of Fugitive Methane Associated with Shale Gas Development. In *Resources for the Future*. Washington, DC, USA. [En ligne] http://www.rff.org/files/sharepoint/Documents/Events/Seminars/111114_Managing_the_Risks_of_Shale_Gas/Mulenbachs%20Nov%2014FINAL.pdf, consulté le 7 août 2017.
- Myers, T., 2012a. Potential Contaminant Pathways from Hydraulically Fractured Shale to Aquifers. *Ground Water*, 50: 872-82.
- Myers, T., 2012b. Author's Reply to Saiers and Barth, 2012. *Ground Water*, 50(6), 828-830, doi: 10.1111/j.1745-6584.2012.00991.x.
- Myers, T., 2013. Author's Reply to Cohen et al., 2013. *Ground Water*, 51(3), 319-321, doi: 10.1111/gwat.12016.
- New Jersey, 2014, An Ordinance By Princeton Banning The Use Of Hydraulic Fracturing In The Municipality and Amending and Supplementing The "Code Of The Township Of Princeton, New Jersey, 1968" In Connection Therewith. Princeton (New Jersey).
- Nicot, J-P., Mickler, P., Larson, T., Castro, M.C., Darvari, R., Uhlman, K., et R. Costley, 2017a. Methane occurrences in aquifers overlying the Barnett Shale play with a focus on Parker County, Texas. *Groundwater*, 13 pp., doi: 10.1111/gwat.12508.
- Nicot, J-P., Larson, T., Darvari, R., Mickler, P., Uhlman, K., et R. Costley, 2017b. Controls on Methane occurrences in aquifers overlying the Eagle Ford Shale play, South Texas. *Groundwater*, 14 pp., doi: 10.1111/gwat.12506.
- Nicot, J-P., Larson, T., Darvari, R., Mickler, P., Sloten, M., Aldridge, J., Uhlman, K., et R. Costley, 2017c. Controls on methane occurrences in shallow aquifers overlying the Haynesville Shale gas field, East Texas. *Groundwater*, 12 pp., doi: 10.1111/gwat.12500.
- Nicot, J.-P., et B.R. Scanlon, 2012, Water use for shale-gas production in Texas, U.S.: *Environmental Science & Technology*, v. 46, p. 3580–3586. doi: 10.1021/es204602t.
- Notte, C., Allen, D.M., Gehman, J., Alessi, D.S., et G.G. Goss, 2017. Comparative analysis of hydraulic fracturing wastewater practices in unconventional shale developments: Regulatory regimes. *Canadian Water Resources Journal*, 42(2), 122-137.
- Nowamooz, A., J.M. Lemieux, J. Molson, et R. Therrien, 2015. Numerical investigation of methane and formation fluid leakage along the casing of a decommissioned shale gas well. *Water Resources Research*, 51: 4592-622.
- Olmstead, S.M., Muehlenbachs, L.A., Shih, J.-S., Chu, Z. et A.J. Krupnick, 2013. Shale gas development impacts on surface water quality in Pennsylvania. *PNAS*, 110(13), 4962–4967, doi: 10.1073/pnas.1213871110/-/DCSupplemental.
- Orem, W., Varonka, M., Crosby, L., Haase, K., Loftin, K., Hladik, M., Akob, D.M., Tatu, C., Mumford, A., Jaeschke, J., Bates, A., Schell, T., et I. Cozzarelli, 2017. Organic geochemistry and

- toxicology of a stream impacted by unconventional oil and gas wastewater disposal operations. *Applied Geochemistry*, 80, 155-167, doi: 10.1016/j.apgeochem.2017.02.016.
- Osborn, S.G., Vengosh, A., Warner, N.R. and R.B. Jackson, 2011. Methane contamination of drinking water accompanying gaswell drilling and hydraulic fracturing. *PNAS* 108, 8172–8176.
- Parlement Européen, 2016. Règlement (CE) n° 1907/2006 du Parlement européen et du Conseil du 18 décembre 2006 concernant l'enregistrement, l'évaluation et l'autorisation des substances chimiques, ainsi que les restrictions applicables à ces substances (REACH), instituant une agence européenne des produits chimiques, modifiant la directive 1999/45/CE et abrogeant le règlement (CEE) n° 793/93 du Conseil et le règlement (CE) n° 1488/94 de la Commission ainsi que la directive 76/769/CEE du Conseil et les directives 91/155/CEE, 93/67/CEE, 93/105/CE et 2000/21/CE de la Commission. [En ligne] <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/ALL/?uri=CELEX:32006R1907&qid=1474965730940>, consulté le 16 juillet 2017.
- Peel, M., 2014. Investigation géologique et géochimique des relations entre un réservoir pétrolier et un aquifère superficiel dans le secteur Haldimand, Gaspé. Mémoire de maîtrise, INRS, Centre Eau Terre Environnement, Québec, Canada, Décembre 2014.
- Pfunt, H., Houben, G., et T. Himmelsbach, 2016. Numerical modeling of fracking fluid migration through fault zones and fractures in the North German Basin. *Hydrogeology Journal*, 24: 1343–1358. doi: 10.1007/s10040-016-1418-7.
- Pinti, D.L., 2106. Origine du méthane dans les eaux souterraines du secteur de Haldimand. Rapport au MDDELCC, 14 janvier 2016, 18 p.
- Pinti, D.L., Gélinas, Y., Larocque, M., Barnetche, D., Retailleau, S., Moritz, A., Helie, J.F., et R. Lefebvre, 2013. Concentrations, sources et mécanismes de migration préférentielle des gaz d'origine naturelle (méthane, hélium, radon) dans les eaux souterraines des Basses-Terres du Saint-Laurent. Volet géochimie, Etude E3-9, FQRNT ISI n° 171083, Université du Québec à Montréal, Université Concordia, INRS-ETE, Aout 2013, 94 pp.
- Policy Surveillance Program, 2015. Oil & Gas – Water Quality, Permitting, Design, & Construction. Law Atlas Project, Temple University, Philadelphia, PA, USA. [En ligne] <http://www.lawatlas.org/datasets/water-quality-permitting-design-construction>, consulté le 7 août 2017.
- Polish Geological Institute – National Research Institute (PGI-NRI), 2013. Poland shale gas. Warsaw 2013, 12 p. [En ligne] <https://www.pgi.gov.pl/dokumenty-przekladarka/foldery-instytutowe/foldery-angielskie/1753-poland-shale-gas/file.html>, consulté le 16 juillet 2017.
- Québec, 2014. *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (RLRQ, chapitre Q-2, r. 35.2)*, à jour au 1^{er} juin 2017, Éditeur officiel du Québec. [En ligne] <http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr/pdf/cr/Q-2,%20R.%2035.2.pdf>, consulté le 15 juillet 2017.
- Rahm, B.G., S. Vedachalam, L.R. Bertoia, D. Mehta, V.S. Vanka, et S.J. Riha, 2015. Shale gas operator violations in the Marcellus and what they tell us about water resource risks. *Energy Policy*, 82: 1-11.
- Railroad Commission of Texas, 2016. Groundwater Advisory Unit (GAU) – The Groundwater Advisory Unit (GAU) provides Groundwater Protection Determinations for surface casing, underground injection and other underground activities. Site Internet. [En ligne] <http://www.rrc.state.tx.us/oil-gas/applications-and-permits/groundwater-advisory-unit/>, consulté le 4 juillet 2017.
- Raynauld, M., Peel, M., Lefebvre, R., Molson, J., Crow, H., Ahad, J., Ouellet, M., et L. Aquilina, 2016. Understanding shallow and deep flow for assessing the risk of hydrocarbon development to groundwater quality. *Journal of Marine and Petroleum Geology*, 78C, 728-737, doi: 10.1016/j.marpetgeo.2016.09.026.

- Raynauld, M., 2014. Caractérisation et modélisation des conditions d'écoulement à densité variable au-dessus du réservoir pétrolier, secteur Haldimand à Gaspé. Mémoire de maîtrise, INRS, Centre Eau Terre Environnement, Québec, Canada, Décembre 2014.
- Raynauld, M., Peel, M., Lefebvre, R., Crow, H., Molson, J., Ahad, J., et E. Gloaguen, 2014. Caractérisation hydrogéologique du secteur Haldimand. Rapport INRS R-1497, Rapport final, version finale, soumis au Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs en mai 2014, 181 p., 5 annexes sur CD.
- Reagan, M.T., G.J. Moridis, N.D. Keen, et J.N. Johnson. 2015. Numerical simulation of the environmental impact of hydraulic fracturing of tight/shale gas reservoirs on near-surface groundwater: Background, base cases, shallow reservoirs, short-term gas, and water transport. *Water Resources Research*, 51: 2543-73.
- ReFINE (Researching Fracking in Europe), non daté. Briefing Note, [En ligne] <http://www.refine.org.uk/media/sites/researchwebsites/1refine/hydraulicfracturesrb/Hydraulic%20Fractures%20RB%202.0.pdf>, consulté le 26 mai 2017.
- Ressources Naturelles Canada (RNCAN), 2017. Ressources de schiste et de réservoirs étanches au Canada. Site Internet. <http://www.rncan.gc.ca/energie/sources/schiste-reservoirs-etanches/17670>, consulté le 13 avril 2017.
- Rezazadeh, M., van Hattum, J., et D. Marozzi, 2016. Unconventional resources exploration and development in the Northern Territory – Challenges from a regulator's perspective. SPE-182404-MS, Society of Petroleum Engineers (SPE), SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, 25-27 October 2016, 17 pp.
- Rivard, C., Bordeleau, G., Lavoie, D., Lefebvre, R., et X. Malet, en préparation. Can groundwater sampling techniques used in observation wells influence methane concentrations and isotopes? Manuscrit à soumettre en 2017 à *Environmental Monitoring and Assessment*.
- Rivard, C., Bordeleau, G., Lavoie, D., Lefebvre, R., et X. Malet, accepté. Temporal variations of methane concentration and isotopic composition in groundwater of the St. Lawrence Lowlands, eastern Canada. Manuscrit HJ-2017-4679 soumis le 2 mars 2017 et accepté avec révisions le 19 juin 2017 par *Hydrogeology Journal*.
- Rivard, C., Lavoie, D., Pinet, N., Duchesne, M.J., Bordeleau, G., Séjourné, S., Huchet, F., Lefebvre, R., Brake, V., Crow, H., et X. Malet, 2017. A study of aquifer vulnerability to hydrocarbon development in southern New Brunswick. *GeoOttawa 2017, 70th Canadian Geotechnical Conference and 12th Joint CGS/IAH-CNC Groundwater Conference*, Canadian Geotechnical Society (CGS) and Canadian National Chapter of the International Association of Hydrogeologists (IAH-CNC), October 1-4, 2017, Ottawa, Canada, 8 p.
- Rivard, C., D. Lavoie, R. Lefebvre, S. Séjourné, C. Lamontagne, E.G. Johnson, et M.J. Duchesne. 2014. An overview of Canadian shale gas production and environmental concerns. *International Journal of Coal Geology (IJCG)*, 126: 64-76.
- Rowe, D., et K. Muehlenbachs, 1999. Isotopic fingerprints of shallow gases in the Western Canadian sedimentary basin: tools for remediation of leaking heavy oil wells. *Organic Geochemistry*, 30: 861-71.
- Roy, J.W., et M.C. Ryan, 2010. In-well degassing issues for measurements of dissolved gases in groundwater. *Ground Water*, 8: 869-77.
- Roy, N., J. Molson, J.M. Lemieux, D. van Stempvoort, et A. Nowamooz, 2016. Three-dimensional numerical simulations of methane gas migration from decommissioned hydrocarbon production wells into shallow aquifers. *Water Resources Research*, 52, 5598-5618, doi:10.1002/2016WR018686.
- Royal Society and Royal Academy of Engineering (RS & RAE), 2012. *Shale Gas Extraction in the U.K.: A Review of Hydraulic Fracturing*. London, The Royal Society and The Royal Academy of Engineering, Royaume-Uni, Juin 2012, 1-75. [En ligne]

- <http://www.raeng.org.uk/publications/reports/shale-gas-extraction-in-the-uk>, consulté le 27 juin 2017.
- Royaume-Uni, 2016. *The Onshore Hydraulic Fracturing (Protected Areas) - Regulations 2016*. Statutory instruments 2016 no. 384. Londres (UK). [En ligne] http://www.legislation.gov.uk/ukdsi/2015/9780111137932/pdfs/ukdsi_9780111137932_en.pdf, consulté le 27 mars 2017.
- Royaume-Uni, 2015. *Infrastructure Act (2015 c.7)*. Londres (UK). [En ligne] http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2015/7/pdfs/ukpga_20150007_en.pdf, consulté le 27 mars 2017.
- Ryan, M.C., Alessi, D., Mahani, A.B., Cahill, A., Cherry, J., Eaton, D., Evans, R., Farah, N., Fernandes, A., Forde, O., et al., 2015. Subsurface impacts of hydraulic fracturing: contamination, seismic sensitivity, and groundwater use and demand management, Octobre 2015, 1–138. [En ligne] <http://www.cwn-rce.ca/assets/resources/pdf/Hydraulic-Fracturing-Research-Reports/Ryan-et-al-2015-CWN-Report-Subsurface-Impacts-of-Hydraulic-Fracturing.pdf>, consulté le 27 juin 2016.
- Saiers, J. E., et E. Barth, 2012. Potential contaminant pathways from hydraulically fractured shale aquifers, by T. Myers (Letter). *Ground Water*, 50: 826-28.
- Scanlon, B.R., Reedy, R.C., et J.P. Nicot, 2014. Will water scarcity in semiarid regions limit hydraulic fracturing of shale plays? *Environmental Research Letters* 9(2014), 14 pp. doi: 10.1088/1748-9326/9/12/124011.
- Schloemer, S., Elbracht, J., Blumenberg, M., et C.J. Illing, 2016. Distribution and origin of dissolved methane, ethane and propane in shallow groundwater of Lower Saxony, Germany. *Applied Geochemistry*, 67 (2016), 118-132, doi: 10.1016/j.apgeochem.2016.02.005.
- Schultz, R.A., Summers, L.E., Lynch, K.W., et A.J. Bouchard, 2014. Subsurface containment assurance program: Key element overview and best practice examples. OTC 24851, *Offshore Technology Conference Asia*, Kuala Lumpur, Malaysia, 25–28 March 2014, 12 pp.
- Séjourné, S., 2017. Étude géomécanique du Shale d'Utica et de sa couverture sédimentaire d'après les puits pétroliers et gaziers de la région de Saint-Édouard-de-Lotbinière, Québec. Commission géologique du Canada, Dossier public 8196, 54 p. doi: 10.4095/299662.
- Séjourné, S., 2015. Étude géomécanique régionale de la Formation de Macasty et de sa couverture d'après les puits pétroliers et gaziers de l'île d'Anticosti, Québec. Commission géologique du Canada, Dossier public 7907, 114 p., doi:10.4095/296885.
- Séjourné, S., Malo, M., et F.-A. Comeau, 2015. GTEC02 – Évaluation des risques géologiques de surface et sous-surface pour les structures de Massé, de Galt, de Bourque, d'Haldimand et d'Old Harry ainsi que pour l'île d'Anticosti. Rapport de recherche R1633, Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement, 91 p. [En ligne] <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/etudes/GTEC02.pdf>, consulté le 9 août 2017.
- Séjourné, S., Lefebvre, R., Malet, X., et D. Lavoie, 2013. Synthèse géologique et hydrogéologique du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes (Lorraine, Queenston et dépôts meubles), Basses-Terres du Saint-Laurent, Québec; Commission géologique du Canada, Dossier Public 7338, 165 p. doi:10.4095/292430.
- Séjourné, S., et M. Malo, 2015. Géologie et potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec. Rapport réalisé dans le cadre de l'étude environnementale stratégique sur les hydrocarbures, Chantier économie, Rapport R1552, Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement, Janvier 2015, 147 p. [En ligne] <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Chantier-economie-synthese-geologique.pdf>, consulté le 27 juin 2017.
- Shale Gas Information Platform (SHIP), 2017. German parliament passed bill on hydraulic fracturing, Site Internet. <http://www.shale-gas-information->

- platform.org/areas/news/detail/article/german-parliament-passed-bill-on-hydraulic-fracturing.html, consulté le 20 mars 2017.
- Sherwood, O.A., Rogers, J.D., Lackey, G., Burke, T.L., Osborn, S.G., et J.N. Ryan, 2016. Groundwater methane in relation to oil and gas development and shallow coal seams in the Denver-Julesburg Basin of Colorado. *PNAS*, 113(30), 8391–8396, doi: 10.1073/pnas.1523267113.
- Siegel, D.I., Azzolina, N.A., Smith, B.J., Perry, A.E., et R.L. Bothun, 2015. Methane concentrations in water wells unrelated to proximity to existing oil and gas wells in Northeastern Pennsylvania. *Environmental Science & Technology*, 49, 4106–4112, doi: 10.1021/es505775c.
- Small, M.J., P.C. Stern, E. Bomberg, S.M. Christopherson, B.D. Goldstein, A.I. Israel, R.B. Jackson, A. Krupnick, M.S. Mauter, J. Nash, D.W. North, S.M. Olmstead, A. Prakash, B. Rabe, N. Richardson, S. Tierney, T. Webler, G. Wong-Parodi, et J. Zielinska, 2014. Risks and risk governance in unconventional shale gas development. *Environmental Science & Technology*, 48: 8289-8297.
- Soeder, D. J., S. Sharma, N. Pekney, L. Hopkinson, R. Dilmore, B. Kutcho, B. Stewart, K. Carter, A. Hakala, et R. Capo, 2014. An approach for assessing engineering risk from shale gas wells in the United States. *International Journal of Coal Geology (IJCG)*, 126: 4-19.
- Soeder, D.J., 2015. Adventures in groundwater monitoring: Why has it been so difficult to obtain groundwater data near shale gas wells? *Environmental Geosciences*, 22(4), 139–148, doi: 10.1306/eg.09221515011.
- SRU (German) Advisory Council on the Environment, 2013. Fracking for Shale Gas Production – A contribution to its appraisal in the context of energy and environment policy, Statement 18, Mai 2013, 54 p. [En ligne] http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/EN/04_Statements/2012_2016/2013_09_Statement_18_Fracking_for_Shale_Gas_Production.pdf%3F_blob%3DpublicationFile, consulté le 16 juillet 2017.
- Stuart, M.E., 2012. Potential groundwater impact from exploitation of shale gas in the UK. Open Report, OR/12/001, British Geological Survey (BGS), Nottingham, UK, 33 pp. <http://nora.nerc.ac.uk/16467/1/OR12001.pdf>
- Texas Administrative Code, 2012. Rule 3.29 - Hydraulic Fracturing Chemical Disclosure Requirements. Title 16, Part 1 (Railroad Commission of Texas), Chapter 3 (Oil and Gas Division). [En ligne] [http://texreg.sos.state.tx.us/public/readtac\\$ext.viewtac](http://texreg.sos.state.tx.us/public/readtac$ext.viewtac), consulté le 5 juillet 2017. Voir aussi le site Internet suivant: <http://www.rrc.state.tx.us/about-us/resource-center/faqs/oil-gas-faqs/faq-hydraulic-fracturing/> (consulté le 16 août 2017).
- Texas Natural Resources Code, 1977. *Conservation and Regulation of Oil and Gas – Abandoned Wells, chapitre 89*. [En ligne] <http://www.statutes.legis.state.tx.us/Docs/NR/htm/NR.89.htm>, consulté le 16 juillet 2017.
- Thériault, R., 2012. Caractérisation du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine, Basses-Terres du Saint-Laurent - Partie 2 : Interprétation géologique. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, SIGEOM, DV 2012-04, 80 p.
- The Royal Society and Royal Academy of Engineering (RS & RAE). 2012. Shale Gas Extraction in the U.K.: A Review of Hydraulic Fracturing. The Royal Society and The Royal Academy of Engineering, London, United Kingdom, 75 pp. [En ligne] <http://www.raeng.org.uk/publications/reports/shale-gas-extraction-in-the-uk>, consulté le 8 août 2017.
- United Kingdom - Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2017. Hydraulic Fracturing Consent – Guidance on application for hydraulic fracturing consent (HFC) under section 4A of the Petroleum Act 1998 (inserted by section 50 of the Infrastructure Act 2015). Février 2017, 11 p. [En ligne]

- https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/591631/Hydraulic_Fracturing_Consent_Guidance.pdf, consulté le 30 mai 2017.
- United Kingdom - Department of Energy and Climate Change (U.K. DECC), 2014. Fracking UK shale : water. Février 2014, 7 p. [En ligne] <http://m.northyorks.gov.uk/CHttpHandler.ashx?id=32807&p=0> consulté le 19 avril 2017.
- United Kingdom Environment Agency (U.K. EA), 2012. Guidance Note: Regulation of exploratory shale gas operations, Site Internet. [En ligne] http://www.groundwateruk.org/downloads/EA_ShaleGasRegulation.pdf, consulté le 19 avril 2017.
- U.S. Department of Energy (U.S. DOE), 2015. Report on the Multiagency Collaboration on Unconventional Oil and Gas Research. Report to Congress, December 2015, United States Department of Energy, Washington, DC 20585, 21 pp. [En ligne] <https://energy.gov/fe/multi-agency-collaboration-unconventional-oil-and-gas-research>, consulté le 8 août 2017.
- U.S. Energy Information Administration (U.S. EIA), 2011. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays. Juillet 2011, 82 p. [En ligne] <https://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf>, consulté le 4 juillet 2017.
- U.S. Environmental Protection Agency (U.S. EPA), 2016. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States (Final Report). U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA/600/R-16/236F, 2016. [En ligne] <https://cfpub.epa.gov/ncea/hfstudy/recordisplay.cfm?deid=332990>, consulté le 20 avril 2017.
- Van Stempvoort, D., H. Maathuis, E. Jaworski, B. Mayer, et K. Rich, 2005. Oxidation of fugitive methane in ground water linked to bacterial sulfate reduction. *Ground Water*, 43: 187-99.
- Vengosh, A., R.B. Jackson, N. Warner, T.H. Darrah, et A. Kondash, 2014. A critical review of the risks to water resources from unconventional shale gas development and hydraulic fracturing in the United States. *Environmental Science & Technology*, 48: 8334-48.
- Vermont, 2012. Bill as Passed the House and Senate – H.464, 12 p. [En ligne] <http://www.leg.state.vt.us/docs/2012/bills/Passed/H-464.pdf>, consulté le 16 juillet 2017.
- Vermont Agency of Natural Resources (VANR), 2015. A Report on the Regulation and Safety of Hydraulic Fracturing for Oil or Natural Gas Recovery, Montpelier (VT), Février 2015, 97 p. et 4 annexes. [En ligne] <http://legislature.vermont.gov/assets/Legislative-Reports/ANR-REPORT-REGULATION-OF-HF-FOR-OIL-OR-NATURAL-GAS-RECOVERY-2015.02.12.FINAL.pdf>, consulté le 16 juillet 2017.
- Zhang, L., et D.J. Soeder, 2016. Modeling of methane migration in shallow aquifers from shale gas well drilling. *Groundwater*, 54: 345-53.
- Zoback, M.D., et D.J. Arent, 2014. Shale gas development: opportunities and challenges. *The Bridge*, National Academy of Engineering, 44: 16-23.

ANNEXE 1

Tableau synthèse des références scientifiques

Annexe électronique, voir fichier PDF nommé « Revue Chap 5 RPEP - Annexe 1 - Littérature scientifique - août 2017 FINAL.docx »

ANNEXE 2

Grille de comparaison des exigences des différentes juridictions ainsi que des recommandations de l'industrie avec les normes prévues au chapitre V du RPEP

Annexe électronique, voir fichier MS Excel nommé « Revue Chap 5 RPEP - Annexe 2-GrilleSimplifiée-Août 2017 FINAL.xlsx »

ANNEXE 3

Carte et coupe du Shale d'Utica dans les Basses-terres du Saint-Laurent

Figure A3.1 Carte de Séjourné et al. (2013) illustrant les trois corridors du Shale d'Utica dans les Basses-terres du Saint-Laurent présentant un potentiel pour le gaz de shale. Le trait jaune représente la coupe A1 de la figure A3.2.

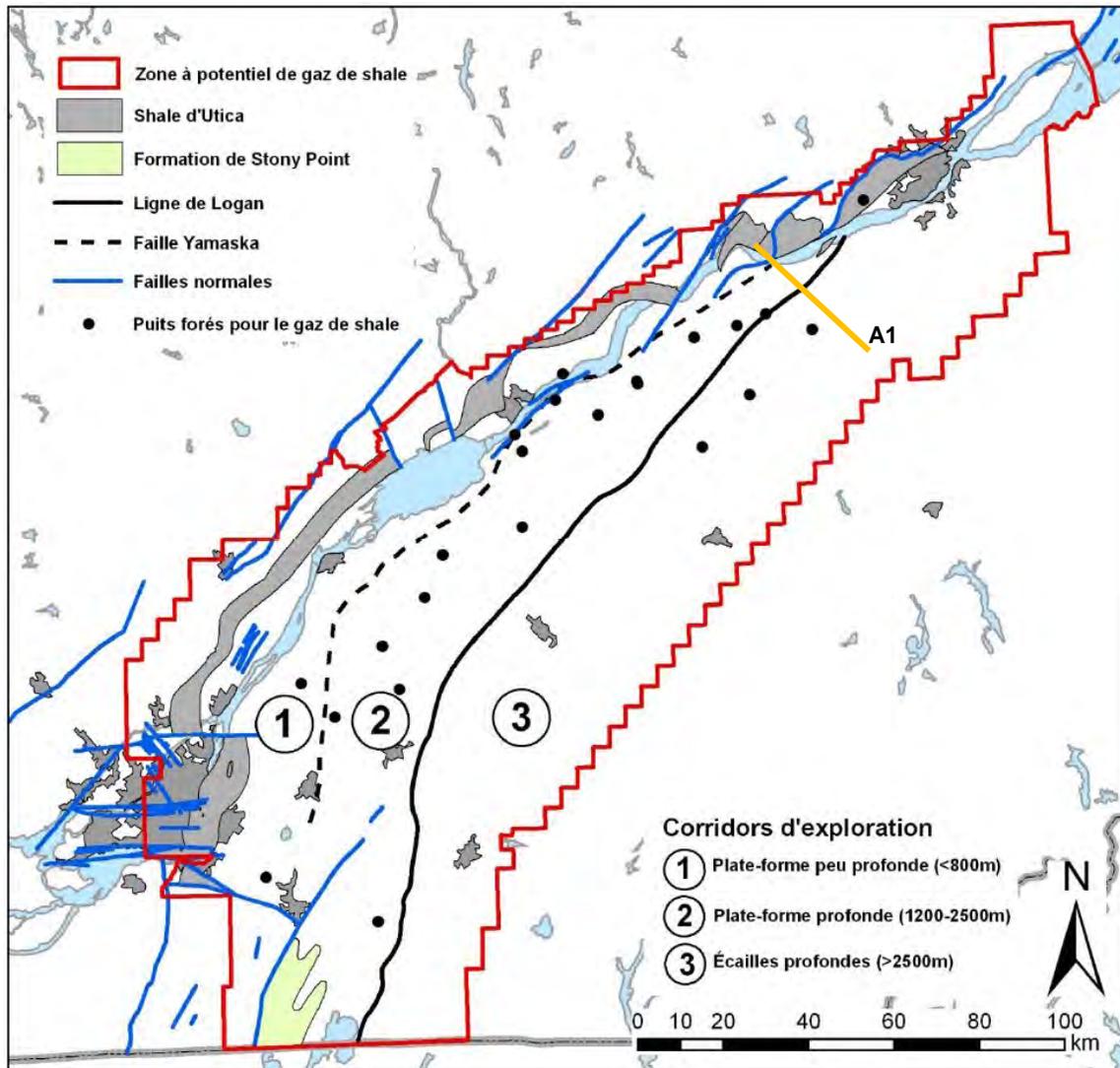


Figure A3.2 Coupe A1 – Modèle structural conceptuel de Séjourné et al. (2013). La ligne rouge est à la profondeur minimum de 600 m requise pour la fracturation hydraulique

